Natural Resources Canada | Ressources naturelles Canada

Gaz naturel canadien

Revue de 2007/08 et perspectives jusqu'en 2020

Décembre 2008
Division du gaz naturel
Direction des ressources pétrolières
Secteur énergétique

Canada

Des copies de cette publication peuvent être obtenues gratuitement de :
Division du gaz naturel
Direction des ressources pétrolières
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 17e étage
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone : (613) 992-0287
Téléscripteur : (613) 996-4397
Facsimile : (613) 995-1913
Courriel : dsaikely@nrcan.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2009
ISBN : 978-1-100-90642-3
N° de catalogue : M4-73/2007F-PDF

Also available in English under the title: *Canadian Natural Gas: Review of 2007/08 & Outlook to 2020*

Avant-propos

Gaz naturel canadien : revue de 2007/08 et perspectives jusqu'en 2020, est un document annuel de travail produit par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada qui résume les tendances de l'industrie du gaz naturel au Canada et aux États-Unis (É.-U.).

L'objectif du présent rapport est de fournir des éclaircissements sur la situation actuelle du marché nord-américain du gaz naturel dans un format qui peut être lu facilement et rapidement.

■ Structure du rapport

Le rapport est divisé en trois sections principales. La section 1 présente les conclusions et le sommaire. La section 2 passe en revue l'année 2007 et l'année 2008 jusqu'à maintenant (lorsque les données sont disponibles) pour faire une rétrospective de l'année, et présenter une perspective des forces en jeu dans le marché du gaz naturel. Il s'agit d'une vue structurée des variables fondamentales (offre, demande, etc.) du marché du gaz naturel. La section 3 fait une analyse à long terme (jusqu'en 2020) des données fondamentales du marché canadien et américain du gaz naturel.

■ Sources

Plusieurs sources ont été utilisées pour la préparation du présent rapport, notamment des consultants privés, des associations industrielles et des organismes gouvernementaux tant au Canada qu'aux États-Unis. Nos sources principales de données statistiques ont été l'Office national de l'énergie (ONÉ), la US Energy Information Administration (EIA) et Statistique Canada.

Bien que nous ayons déployé tous les efforts nécessaires pour fournir les données les plus récentes, plusieurs sources mettent leurs données à jour de façon continue. Les données des années passées risquent donc de varier quelque peu de ce qui a paru dans le rapport de l'an dernier.

■ Information sur la Division du gaz naturel

La Division du gaz naturel fait partie de la Direction des ressources pétrolières qui inclut également, la Division du pétrole, la Division de la gestion des régions pionnières, la Division de la protection des infrastructures énergétiques, la division internationale et la Division de la politique stratégique.

La Division du gaz naturel fournit au ministre des Ressources naturelles et au gouvernement fédéral l'expertise technique réglementaire et en matière de politiques, ainsi que de l'information et des conseils sur les questions qui touchent le gaz naturel.

De plus, la Division du gaz naturel conseille le ministre des Ressources naturelles du Canada sur les obligations statutaires régies par la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi sur le Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports*. La division du gaz naturel gère également le Secrétariat d'arbitration des pipelines.

■ **Site Web de la Division du gaz naturel**

Le présent rapport est accessible sur notre site Web à : http://gaznat.rncan.gc.ca. D'autres rapports de la Division du gaz naturel, y compris les versions précédentes du présent rapport sont également disponibles sur ce site.

La version Internet est affichée en format couleur et les clients qui sont équipés d'imprimantes couleur peuvent imprimer cette version.

■ **Nous apprécions vos commentaires**

Nous apprécions vos commentaires, suggestions et questions qui peuvent être envoyés à John Foran au 613-992-0287 ou à jforan@nrcan.gc.ca.

■ **Personnes-ressources à la Division du gaz naturel :**

Directeur
John Foran 613-992-0287
jforan@nrcan.gc.ca

Adjointe administrative
Darlene Saikely 613-992-9612
dsaikely@nrcan.gc.ca

Lisanne Bazinet 613-995-5849
lbazinet@nrcan.gc.ca

Paul Cheliak 613-995-0422
pcheliak@nrcan.gc.ca

Dan Cowan 613-996-5411
dcowan@nrcan.gc.ca

Ryan Creighton 613-992-1023
rcreight@nrcan.gc.ca

Kevin Fenech 613-992-8377
kfenech@nrcan.gc.ca

Pierre Langlois 613-947-4260
plangloi@nrcan.gc.ca

Télécopieur : 613-995-1913

Les documents peuvent être reproduits pour utilisation personnelle et non commerciale en partie ou en totalité, par n'importe quel moyen, sans frais et sans permission de Ressource naturelles Canada (RNCan) à condition que l'on fasse preuve de diligence raisonnable afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que RNCan soit nommée comme étant la source de l'information et que l'information reproduite ne soit pas présentée comme une version officielle de l'information reproduite, ni qu'elle a été produite en affiliation avec RNCan ou avec son consentement.

L'information contenue dans le présent rapport est pour information seulement. Bien que Ressources naturelles Canada croie que l'information est exacte et essaie de la maintenir à jour, elle ne peut pas en garantir l'exactitude ou l'intégralité.

Gaz naturel canadien :
Revue de 2007/08 et perspectives jusqu'en 2020

Table des matières

Avant-propos iii

Table des matières v

Sommaire 1

Revue de 2007–2008 6

- La demande nord-américaine de gaz naturel 6
- L'offre nord-américaine de gaz naturel 10
- Réserves de gaz naturel connues 15
- Stockage du gaz naturel nord-américain 19
- Prix du gaz naturel nord-américain 22
- Exportations, importations et recettes de gaz naturel 26
- Exportations, importations et recettes de gaz naturel 26

Perspectives jusqu'en 2020 30

- La demande nord-américaine de gaz naturel 30
- L'offre nord-américaine de gaz naturel 31
- Prix du gaz naturel nord-américain 34
- Exportations, importations et recettes de gaz naturel 35

Principales sources de données 37

Sommaire

■ Résumé du marché en 2007

En 2007, la tendance à la baisse des trois dernières années du marché du gaz naturel en Amérique du Nord s'est inversée. La demande a augmenté de 7 % par rapport à 2006 pour atteindre 71,7 milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j).

Cette augmentation a été en partie causée par un hiver plus froid, ce qui a fait grimper la demande dans les secteurs du chauffage résidentiel et commercial de 1,7 Gpi^3/j. Le secteur de la production d'électricité a vu sa demande augmenter de 1,8 Gpi^3/j. La demande de gaz naturel aux É.-U. pour la production d'électricité a augmenté de 32 % depuis 2000.

Au Canada, la demande a fait un bond de 10 % (augmentation de 0,8 Gpi^3/j), poussée par une demande résidentielle et commerciale plus importante, mais aussi par un secteur qui a affiché une croissance constante de la demande — les sables bitumineux de l'Alberta. Le gaz naturel est utilisé dans l'extraction et la valorisation des sables bitumineux. En 2007, les achats de gaz naturel pour les sables bitumineux ont été de 412 Gpi^3 soit une augmentation de 17 % par rapport à 2006. Il s'agit d'une augmentation de 13 % de la demande totale canadienne.

Les deux principaux marchés du gaz naturel en Amérique du Nord — l'Henry Hub et l'Intra-Alberta — ont atteint des moyennes respectives de 6,86 $US par million d'unité thermique britannique (MMBtu) et 6,27 $CA par gigajoule (GJ) en 2007. Les moyennes en 2006 pour l'Henry Hub et l'Intra-Alberta (AECO) étaient de 7,23 $US/MMBtu et de 6,79 $CA/GJ respectivement.

■ 2008 : est-ce la fin d'un marché du gaz naturel en situation de pénurie?

Bien que les données pour 2008 ne soient que préliminaires et incomplètes, tout semble indiquer que des changements importants se manifestent sur les marchés nord-américains du gaz naturel.

Dans notre rapport de l'an dernier, nous avons utilisé l'expression « marché du gaz naturel en situation de pénurie » pour décrire l'Amérique du Nord durant la période 2001-2006.

La croissance de l'offre en Amérique du Nord a cessé en 2001. Cette baisse est causée par l'épuisement des bassins nord-américains qui ont atteint leur maturité alors que la plupart des zones d'exploitation d'Amérique du Nord sont maintenant épuisées et qu'il est de plus en plus difficile de trouver de nouvelles sources de gaz naturel. La taille des gisements et les taux de production initiale ont diminué. Au fur et à mesure que les vieux puits atteignent la fin de leur vie utile, le besoin de nouveaux puits augmente de façon importante. Les coûts ont aussi augmenté.

Les marchés ont rééquilibré la demande avec la soudaine chute de l'offre en augmentant les prix de façon draconienne, forçant ainsi certains clients à se défaire de leur gaz. Ceci s'est produit principalement dans le secteur industriel où les prix élevés ont causé l'arrêt des opérations.

Cette offre stable a fait que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord est demeurée stagnante.

À la suite de la hausse des prix du gaz naturel, les fournisseurs se sont tournés vers d'autres secteurs et ont utilisé de nouvelles techniques de production et de forage pour extraire le gaz de zones et de gisements que l'on pensait autrefois non rentables ou impossible à extraire,

notamment le méthane houiller, le gaz de réservoir étanche et le gaz de schiste.

Le succès de ces nouvelles sources aux É.-U. est maintenant évident et important. Selon les données de l'AIE des É.-U., la production du Lower-48 des États-Unis de janvier à septembre 2008 a grimpé de 8,4 % (4,3 Gpi^3/j) par rapport à la même période en 2007. La production américaine en 2007 a augmenté de 3,6 % (1,8 Gpi^3/j) par rapport à 2006.

Même si la production de gaz naturel au Canada continue de diminuer lentement à l'heure actuelle, le développement du gaz naturel conventionnel devrait faire augmenter la production canadienne également.

La production commerciale de schiste devrait commencer au Canada d'ici 2009. Les producteurs paient des prix records pour des terres de prospection dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et des activités de prospection se déroulent également au Québec et en Nouvelle-Écosse.

Pour 2008, respectivement, les prix à l'AECO et au Henry Hub ont été en moyenne de 23 % et 32 % plus élevés en 2007, principalement à cause à cause de la hausse des prix en début d'année. Depuis, les prix ont chuté de façon sensible; en décembre 2008, ils étaient semblables à la moyenne mensuelle de 2007.

Bien que plusieurs facteurs influencent les prix du gaz naturel, au cours des derniers mois les deux plus marquants ont été l'importante augmentation de la production du Lower-48 des É.-U. (qui a tiré les prix à la baisse), ainsi que la volatilité des prix du brut (qui font varier les prix aussi bien à la hausse qu'à la baisse). Le prix du brut au West Texas Intermediate (WTI) a atteint un sommet de 145 $US le baril en juillet 2008 et a ensuite fluctué entre 45 et 60 $US le baril durant le quatrième trimestre de 2008.

Les livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL) vers les États-Unis ont varié constamment au cours des 20 derniers mois. Après une augmentation de 32 % (189 Gpi^3) en 2007, elles ont reculé considérablement en 2008.

Les livraisons de GNL ont chuté malgré l'ajout d'un terminal extracôtier en 2007 et de deux importants terminaux d'importation sur la côte du golfe américain en 2008. Même si l'ajout de ces terminaux a considérablement augmenté la capacité d'importation, les livraisons aux É.-U. ont reculé de façon marquée, d'une moyenne de 2,1 Gpi^3/j en 2007 à 1 Gpi^3/j en 2008. La croissance de production de gaz naturel aux États-Unis a eu un effet à la baisse sur la demande de GNL en Amérique du Nord.

Ainsi, bien qu'au début de 2008, les marchés de gaz naturel nord-américains semblaient être destinés à dépendre de plus en plus du GNL, il semble maintenant que l'augmentation de production provenant des bassins canadiens non conventionnels pourrait atténuer les besoins en GNL.

Du côté de l'offre, la production totale nord-américaine de gaz naturel pour 2007 a augmenté de 501 Gpi^3 (2 %) pour atteindre 25 billions de pieds cubes. L'année 2007 a été témoin de la deuxième année de suite affichant une augmentation de la production et d'un renversement de la tendance des trois dernières années de baisse de production que l'on avait vue de 2003 à 2005.

En 2007, toute l'augmentation de production de gaz naturel en Amérique du Nord est provenue des bassins des É.-U. La production américaine a connu une hausse de 4 % (660 Gpi^3) et la production canadienne a baissé de 3 % (159 Gpi^3), ce qui donne une augmentation de production de 2 % pour l'Amérique du Nord en général. Les gains les plus importants aux É.-U. proviennent de la région intérieure du golfe du Mexique où la production a augmenté de 462 Gpi^3, principalement grâce à l'augmentation de la production de schiste du secteur de Barnett Shale au Texas. Le forage intérieur dans le golfe du Mexique en 2007 a connu une hausse de 11 % en 2007 par rapport à 2006.

Les Rocheuses, et principalement le Wyoming, sont une autre région américaine qui a connu une croissance de la production. En 2007, la production a crû de 93 Gpi^3, soit 6 %, en dépit d'une baisse du forage de 7 %. Le gros de la

production des Rocheuses provient de sources non conventionnelles telles que le méthane houiller et les gaz de réservoir étanche.

Encore en 2007, les tendances pour ce qui est du forage ont pris des directions opposées au Canada et aux É.-U. En effet, les É.-U. ont enregistré une augmentation de 4 % tandis que le Canada accusait une baisse fulgurante de 25 % (une grande partie de cette baisse a eu lieu en Alberta, surtout à cause de l'épuisement des ressources et de l'augmentation des redevances devant être déboursées par les producteurs à partir de 2009).

Aux É.-U., le forage vise de plus en plus les meilleurs secteurs de gaz non conventionnel, notamment le gaz de schiste du Texas, de l'Arkansas et de l'Oklahoma, ainsi que le méthane houiller et les gaz de réservoir étanche des Rocheuses américaines.

Pour ce qui est des réserves de gaz naturel, on se souviendra de 2007 comme d'une année exceptionnelle alors que les ajouts nets aux réserves ont atteint des records à 26,6 Tpi^3 (46,1 Tpi^3 de réserves ajoutées moins 19,5 Tpi^3 de production), ce qui est plus du double que n'importe quelle année recensée. Les réserves totales américaines à la fin de 2007 se chiffraient à 238 Tpi^3, 47 % plus élevé que leur point le plus bas de 152 Tpi^3 en 1993.

Le plus important ajout provient du Texas et des Rocheuses, où l'exploration, le développement et la production de gaz naturel non conventionnel font d'importants progrès.

Au cours de l'année civile 2007, les niveaux de stockage nord-américains sont passés de 3,5 Tpi^3 le 1er janvier 2007 à 3,3 Tpi^3 le 1er janvier 2008, une perte de 160 Gpi^3 soit un recul de 5 % pour l'année. Un changement négatif de stockage signifie que plus de gaz a été retiré des stocks durant l'année que l'on en a injecté — principalement à cause de l'hiver 2007–2008 plus froid. À l'approche de l'hiver 2008–2009 (en date du 1er novembre 2008), les niveaux de stockage totaux en Amérique du Nord étaient à leur maximum (4 Tpi^3), et juste légèrement plus bas que les niveaux records établis de 2007. Ces niveaux élevés contribuent à une stabilisation relative des prix.

En 2007, les prix à l'exportation ont été plus bas, mais les volumes et les revenus ont été supérieurs à ceux de 2006. Les volumes bruts d'exportation ont atteint des records en 2007 à 3 785 Gpi^3 — une augmentation de 260 Gpi^3, ou 7 % par rapport à 2006. Malgré des prix internationaux d'exportation plus bas (une baisse de 5 % à 6,82 $CA/GJ, ces volumes ont mené à une augmentation des revenus d'exportation (augmentation de 2 % à 27,9 G$CA)

Les exportations nettes en 2007 représentaient environ 56 % du total du gaz produit au Canada. Depuis 2001, les exportations nettes ont toujours occupé entre 55 % et 60 % de la production canadienne.

Les importations au Canada ont atteint un record de 466 Gpi^3, une augmentation de 36 % comparativement à 2006. La hausse des importations a modéré l'augmentation des exportations nettes, menant ainsi à une augmentation de 4 % en 2007.

■ Perspectives du marché du gaz naturel jusqu'en 2020

Remarque : pour chaque variable étudiée, on a utilisé de trois à cinq prévisions tirées de différentes sources fiables telles que des consultants et des organismes gouvernentaux pour obtenir un consensus sur les perspectives de cette variable jusqu'à 2020. Les prévisions consensuelles pour chaque variable sont calculées en utilisant une moyenne de chaque prévision disponible pour cette variable. Les prévisions individuelles utilisées étaient les plus récentes au moment de la publication du présent rapport.

En utilisant cette méthode, les prévisions consensuelles pour la **demande** de gaz naturel en Amérique du Nord en 2020 montrent que la demande est en hausse, passant de 25,9 Tpi^3 en 2008 à 30,8 Tpi^3 en 2020, soit un taux de

croissance de 1,5 % par année. Les prévisions consensuelles de cette année pour 2020 sont de 1,2 Tpi^3 plus élevées que celles de l'an dernier. La croissance de la demande aux É.-U. est due principalement à la croissance du secteur de la production d'électricité, où l'on prévoit que la consommation de gaz naturel passera de 6,8 Tpi^3 en 2008 à 9,1 Tpi^3 en 2020, ce qui représente environ 66 % de la croissance totale de la demande aux É.-U. et 50 % de la croissance totale de la demande nord-américaine. On prévoit que la demande industrielle augmentera de 0,4 Tpi^3.

Au Canada, la demande industrielle et celle provenant de la production d'électricité comptent respectivement pour 70 % et 21 % de l'accroissement de la demande canadienne attendue pour la période de prévision. La demande industrielle est influencée principalement par les sables bitumineux de l'Alberta et la demande provenant de la production d'électricité viendra principalement de l'Alberta et de l'Ontario.

En général, on prévoit que l'**offre** nord-américaine de gaz naturel augmentera de 25,8 Tpi^3 en 2008 à 30,8 Tpi^3 en 2020. On prévoit que l'Amérique du Nord produira plus à partir des gisements non conventionnels situés tant aux É.-U. qu'au Canada.

Par contre, les perspectives d'importations du gaz arctique et de GNL sont moins reluisantes que les prévisions de l'an dernier. On prévoit maintenant que les importations de GNL aux É.-U. en 2020 seront de 6,2 Gpi^3/j — une baisse de 55 % depuis les prévisions de notre dernier rapport qui étaient de 13,9 Gpi^3/j d'ici 2020. Malgré cette révision à la baisse, les prévisions consensuelles laissent entrevoir que le GNL fournira 11 % des besoins énergétiques de l'Amérique du Nord en 2020.

Bien que les effets à long terme de l'offre de GNL en Amérique du Nord soient difficiles à prévoir, il est clair que les prix du gaz naturel seront plus bas avec la présence de GNL. L'offre de GNL aura un certain effet modérateur sur les prix et permettra ainsi d'accroître l'offre et la demande de gaz naturel.

Au fur et à mesure que les livraisons de GNL en Amérique du Nord augmentent, l'influence sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord va naturellement augmenter. Cependant, on ne s'attend pas à ce que les marchés nord-américains du gaz naturel s'intègrent à ceux d'Europe ou d'ailleurs (c.-à-d., les prix seraient comparables sur tous ces marchés) dans l'avenir prévisible, car le GNL ne devrait pas réguler les prix nord-américains.

Le gaz naturel devrait pouvoir continuer d'être substitué par les produits pétroliers (et même le charbon) dans le secteur de la production d'électricité, et ainsi les prix du gaz naturel nord-américain et du brut à l'échelle mondiale vont continuer de s'influencer mutuellement et vont demeurer très imprévisibles, comme l'indique la chute draconienne des prix du brut en 2008, qui sont passés de 150 $US le baril en juillet à 50 $US le baril en novembre.

Pour ce qui est des prix du gaz naturel, le consensus dans le rapport de cette année est que les prix seront plus élevés que l'an dernier. Les prévisions consensuelles de notre rapport précédent prévoyaient que les prix du Henry Hub des É.-U. seraient de 8,71 $US/MMBtu en 2020 alors que le consensus cette année prévoit 10,42 $US/MMBtu en 2020. Dans la même veine, les prévisions de prix pour l'Alberta cette année sont de 10,35 $CA/GJ comparativement à 8,28 $CA/GJ l'an dernier.

Les prévisions consensuelles pour la production canadienne sont de 5,9 Tpi^3 en 2020, le même volume qu'en 2007. Cependant, on s'attend à ce que la production baisse au cours des prochaines années, atteignant son point le plus bas à 5,4 Tpi^3 en 2013, avant de rebondir à 5,9 Tpi^3 en 2020.

À cause de l'offre relativement stable dans l'Ouest canadien et de l'augmentation de la demande au pays, les exportations nettes canadiennes de gaz naturel vers les É.-U. devraient chuter. Cette chute sera en partie causée par l'augmentation des importations des É.-U. vers le Canada, surtout via l'Ontario. À cause de ces tendances, les exportations nettes

du Canada vers les É.-U. devraient baisser de 3,2 Tpi^3 en 2007 à 2,3 Tpi^3 en 2020.

Par rapport à l'an dernier, le consensus pour la production de gaz naturel canadien est légèrement à la baisse à court terme, car le ralentissement de forage a des effets à court terme sur la croissance de la production. Cependant, d'ici 2013, la nouvelle production de schiste de la Colombie-Britannique va inverser la tendance à la baisse et d'ici 2018, le projet gazier Mackenzie va ajouter 0,7 Gpi^3/j à la production canadienne.

■ Incidences sur les politiques

L'offre énergétique est essentielle à l'économie et au mode de vie nord-américains. Un des principaux éléments des politiques américaine et canadienne en matière de gaz naturel au cours des 20 dernières années a été la déréglementation des prix. La déréglementation des prix a permis d'alimenter les consommateurs et l'industrie au coût le plus bas possible. Les fournisseurs ne veulent pas vendre du gaz naturel à des prix plus bas que les coûts de production. Le modèle nord-américain — prix déréglementés pour des centaines de fournisseurs — se fie à la concurrence pour garder les prix le plus près possible des coûts.

Mais la déréglementation permet également, si l'on tient compte des avantages pour les consommateurs et les prix des autres sources énergétiques, de vendre le gaz naturel à un prix représentant sa juste valeur. Ces prix encouragent les producteurs à développer d'autres gisements alors que les réserves existantes s'épuisent. Les nouveaux projets dans de nouveaux secteurs tels que le projet gazier Mackenzie, le projet gazier de l'Alaska, les projets de terminaux d'importation de GNL et l'offre de gaz naturel non conventionnel font partie de ce modèle de développement.

La combinaison de nouveaux approvisionnements non conventionnels, de développement gaziers dans le Nord et d'importations de GNL est de bon augure pour résoudre les difficultés de pénurie de gaz naturel; ainsi, un des objectifs des décideurs est de faciliter le développement de ces nouvelles sources.

D'un autre côté, tout développement industriel qui risque d'avoir un impact sur l'environnement ou la santé et la sécurité du public doit être réglementé de façon à ce que de tels impacts soient éliminés ou atténués.

Afin d'atteindre ces deux objectifs, la réglementation et les politiques doivent être efficaces et efficientes et ne pas nuire au développement d'un approvisionnement en gaz naturel économique, durable sur le plan environnemental, responsable d'un point de vue social et sécuritaire.

La mise sur pied de réglementation et de politiques efficaces demande du temps, des ressources et une connaissance approfondie des marchés du gaz naturel et du GNL. Le présent rapport favorise également la transparence du marché, ce qui en améliore l'efficience, ainsi que l'éducation du public, qui est un facteur important de développement des politiques et du processus de réglementation.

■ La demande nord-américaine de gaz naturel

Les données de 2007 sont complètes et finales, et la présente section rapporte ces chiffres. Bien que les données de 2008 soient partielles et incomplètes, certains chiffres sont disponibles et sont rapportés ici.

Le tableau de droite illustre l'offre régionale et sectorielle en gaz naturel au Canada et aux É.-U. pour 2007 par rapport à 2006.

En 2007, la demande nord-américaine de gaz naturel a augmenté de 1,685 milliard de pied cube (Gpi^3), soit 7 %, passant à 26,2 billions de pieds cubes (Tpi^3). La vaste majorité de cette croissance (39 %) est survenue dans le secteur de la production d'électricité aux États-Unis qui a connu une hausse de 10 % pour atteindre presque 6,9 Tpi^3.

Le gaz naturel consommé par les secteurs résidentiels et commerciaux canadiens et américains sensibles aux conditions météorologiques a augmenté de 624 Gpi^3 d'une année à l'autre, comptant pour 37 % de la croissance du marché. Cette croissance de la consommation a été fortement influencée par les conditions hivernales plus sévères dans les principales régions consommatrices.

Indicateurs économiques canadiens

	2006	2007	2008 YTD
Indicateur			
Product intérieur brut[1]	1 283	1317	1 317
Taux de chômage	6,3 %	6,0 %	6,0 %
Taux de change (C$/US$)	1,13	1,07	1,04
Taux d'intérêt[2]	4,3%	4,6 %	3,6 %
Inflation totale de l'IPC	2,0 %	2,2 %	3,5%
Indice composé TSX[3]	12 908	13 833	8 988

Sources: Statistique Canada, Banque du Canada, EIA, GLJ, TSX
Nota: [1] Reporté en dollars de 2002 (milliards) [2] Bon du Trésor à mois. [3] Fermeture annuelle, les données de 2008 sont la valeur de l'Index Composite S&P/TSX au 31 décembre 2008.

Demande de gaz nord-américaine

	2007	2006	Changement	
	Gpi^3	Gpi^3	Gpi^3	%
Secteur résidentiel É.-U	4 724	4 368	356	8 %
Secteur commercial É-U	3 005	2 835	170	6 %
Secteur industriel É-U	6 633	6 495	139	2 %
Électricité É-U	6 874	6 222	652	10 %
Autre É-U[1]	1 817	1 732	85	5 %
Demande total É-U	**23 053**	**21 652**	**1 401**	**6 %**
Exportations américaines de GNL	47	61	- 14	-24 %
Exportations américaines au Mexique	288	322	- 34	-11 %
Disposition total aux É-U	**23 388**	**22 035**	**1 353**	**6 %**
Secteur résidentiel canadien	647	574	73	13 %
Secteur commercial canadien	449	423	26	6 %
Secteur industriel et électricité canadien	1 618	1 433	185	13 %
Autre canadien[2]	400	400	0	0 %
Demande total canadien	**3 114**	**2 830**	**284**	**10 %**
Demande A.N. total	**26 167**	**24 482**	**1 685**	**7 %**
Disposition A.N. total	**26 502**	**24 865**	**1 637**	**7 %**

Sources: EIA et Statistique Canada
Nota: [1] Autre comprehend le carburant pour les compresseurs de gazoduc le carburant nécessaire au traitement et les pertes de transport. [2] Ne comprend pas « autre » demande de gaz naturel (surtout combustible pour compresseur de pipeline) qui se situe historiquement entre 400 à 500 milliards de pieds cubes par année.

Au Canada, le secteur industriel et de production d'électricité a ajouté 185 Gpi^3 à sa demande — une augmentation de 13 % — principalement à cause de la hausse de consommation des producteurs de sables bitumineux. Des gains modestes ont également été enregistrés par le secteur industriel américain avec une augmentation de 139 Gpi^3.

Les exportations américaines de GNL et par les gazoducs sont incluses dans la présente section sur la demande, car elles représentent une « utilisation » de gaz naturel américain. Les exportations américaines par gazoduc vers le Mexique et des GNL vers le Japon via l'Alaska ont diminué en 2007.

■ Facteurs économiques d'influence de la demande de gaz naturel

La demande de gaz naturel dans les secteurs industriels et de production électrique est influencée en grande partie par la demande, c'est-à-dire celle qui augmente à cause de la demande croissante d'un autre bien ou service. Dans le cas du gaz naturel, il peut s'agir des produits pétrochimiques, de l'électricité, ou de toute production manufacturière qui utilise le gaz naturel. Lorsque les conditions économiques sont favorables, il en va de même pour la demande de gaz naturel. La demande des secteurs industriels et commerciaux dépend plus des conditions météorologiques.

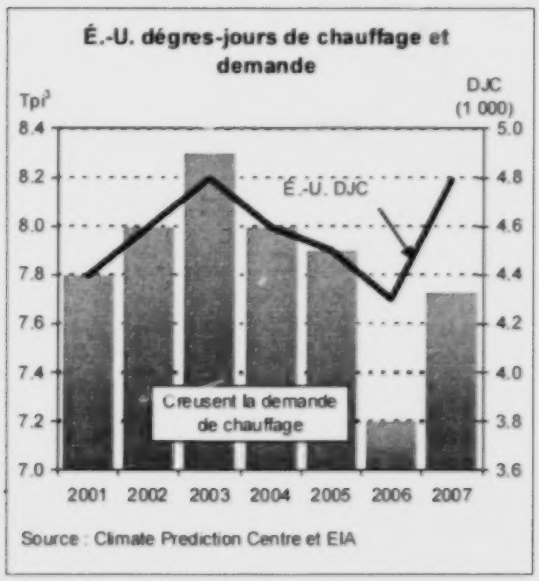
Les conditions économiques fortes en Amérique du Nord en 2007 ont favorisé une importante croissance de la demande américaine et canadienne de gaz naturel. Cependant, le climat économique actuel en Amérique du Nord est très incertain et les économistes s'accordent tous pour dire que nous faisons face à un ralentissement économique et peut-être même à une récession, ce qui va faire plier la demande de gaz naturel.

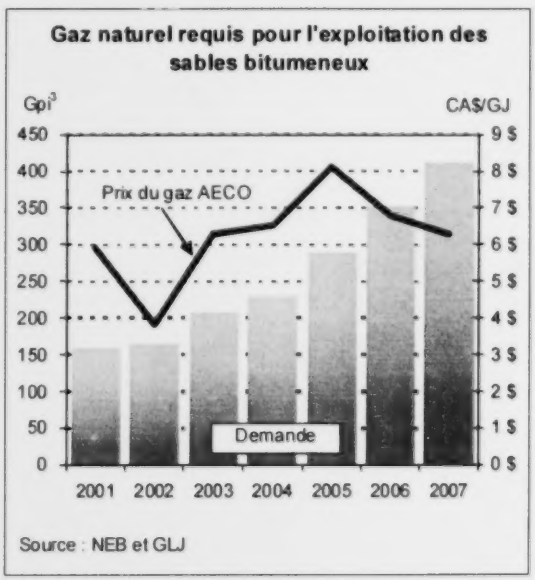
■ Demande résidentielle et commerciale

Le gaz naturel est abondamment utilisé en Amérique du Nord pour le chauffage résidentiel et industriel. La demande en gaz naturel pour ces secteurs clés est causée principalement par les températures froides dans les régions nordiques. La sévérité du temps froid peut être mesurée en degrés-jours de chauffage, les jours les plus froids se traduisant en un chiffre plus élevé de degrés-jours de chauffage. Par exemple, en 2007, la demande du marché captif américaine en 2007, a augmenté de 7 % et les degrés-jours de chauffage ont augmenté de 7 %.

■ Demande industrielle

Au cours des années passées, les prix élevés du gaz naturel en Amérique du Nord ont causé des baisses de la demande industrielle qui dépend beaucoup du gaz naturel. La demande industrielle de gaz naturel a chuté de 8 % entre 2000 et 2007, passant de 24,4 Gpi^3/j à 22,6 Gpi^3/j. Les utilisations industrielles reconnues du gaz naturel pour la production d'engrais, les pâtes et papiers, la métallurgie, etc. sont en perte de vitesse, tandis que la





Canada

demande résidentielle et commerciale demeure stable et la demande pour la production d'électricité est à la hausse. Les marchés captifs et le secteur de la production d'électricité continuent d'acheter du gaz naturel à des prix plus élevés au cours de dernières années, tandis que le secteur industriel abandonne le gaz naturel. On ne prévoit pas que la majorité de la perte de demande industrielle se renouvelle, car la majorité des entreprises se sont relocalisées outre-mer ou ont carrément fermé leurs portes.

En 2007, la demande canadienne industrielle et pour la production d'électricité a augmenté de 13 % (185 Gpi^3) comparativement à 2006, à cause d'une plus grande demande des sables bitumineux et du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité. Remarque : contrairement aux données américaines, les données canadiennes ne font pas la distinction entre la demande industrielle et celle pour la production d'électricité; elles sont donc groupées en un seul chiffre dans le présent rapport.

Le secteur des sables bitumineux de l'Alberta continue d'augmenter sa demande de gaz naturel. Selon l'Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB), environ 60 % de la demande de gaz naturel consommé pour l'exploitation des sables bitumineux est achetée par les producteurs de gaz. Le gaz produit par les puits de bitume et les gaz résultant des activités de valorisation composent les 40 % restant. Les nouvelles technologies qui peuvent réduire la quantité de gaz naturel acheté par les exploitations de sables bitumineux aideront les exploitants à être moins tributaires de la volatilité des prix du gaz naturel.

En 2007, l'Office national de l'énergie a estimé la consommation de gaz naturel par les exploitations de sables bitumineux (pour la production de vapeur et d'électricité) à 412 Gpi^3, soit une augmentation de 17 % par rapport à 2006. Ceci représente 13 % de la consommation totale canadienne.

Bien que la soif des sables bitumineux pour le gaz naturel devrait se poursuivre, les producteurs introduisent de nouvelles technologies innovatrices pour substituer ou réduire leur consommation de gaz naturel.

Demande de gaz naturel : technologie des sables bitumineux

L'industrie des sables bitumineux exige d'importantes quantités de gaz naturel pour extraire et traiter le bitume. Afin le réduire la consommation, les installations de sables bitumineux utilisent souvent la cogénération pour maximiser l'efficacité en produisant de l'électricité et de la vapeur pour chauffer le bitume.

De plus, l'industrie des sables bitumineux développe de nouvelles façons d'extraire et de valoriser le bitume plus efficacement tout en réduisant sa dépendance au gaz naturel. Ceci inclut la recherche pour remplacer la vapeur par des solvants dans l'extraction du bitume souterrain, le remplacement du gaz naturel avec des technologies de gazéification qui utilisent des combustibles solides tels que les composants plus lourds du bitume et finalement la possibilité de se servir de l'énergie nucléaire.

Les technologies futures pourraient bien améliorer l'efficacité d'utilisation de l'eau et mettre au point des méthodes qui réduiraient considérablement les émissions de gaz à effet de serre (GES).

■ Demande pour la production d'électricité

La demande de gaz naturel pour la production d'électricité a été le principal facteur de la croissance de la demande nord-américaine depuis 2000. Aux É.-U., la demande de gaz naturel utilisé pour la production d'électricité a augmenté de 32 % depuis 2000 et compte maintenant pour 26 % de la demande totale nord-américaine. En 2007, la demande de groupes électrogènes américains au gaz naturel a augmenté de 652 Gpi^3 (10 %) depuis 2006. Même si les prix du gaz naturel ont augmenté, ce secteur a démontré un appétit accru pour le gaz naturel, car les pressions environnementales et celles causées par les coûts font des groupes électrogènes au gaz

naturel une solution intéressante pour la production d'électricité.

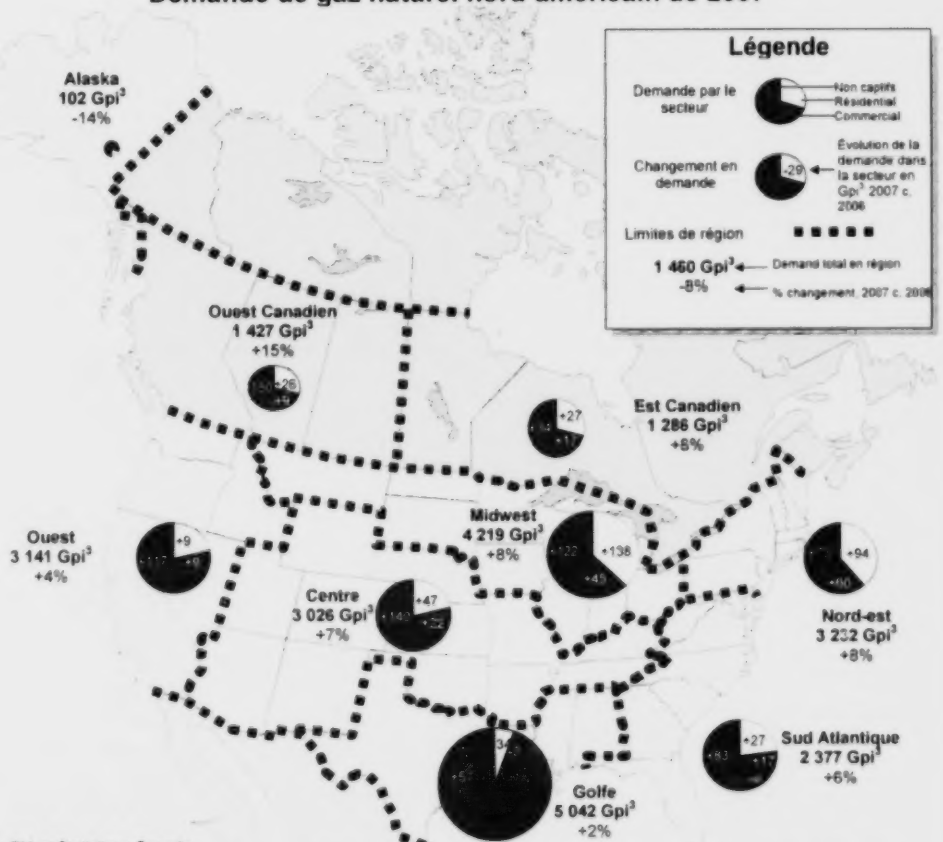
Les températures plus clémentes aux É.-U. ont contribué à cette croissance de la demande qui s'est manifesté par une plus grande utilisation des climatiseurs et partant une consommation plus importante de gaz naturel pour la production d'électricité.

■ Tendances des demandes régionales

La carte ci-dessous illustre la demande régionale de gaz naturel en Amérique du Nord. En 2007, la demande de gaz naturel a grimpé dans toutes les régions et dans tous les secteurs en Amérique du Nord, sauf pour la demande résidentielle et commerciale dans le golfe et en Alaska. La croissance de la demande dans l'Ouest canadien a été la plus importante avec 185 Gpi^3 (15 %) par rapport à 2006. Un hiver plus froid qu'en 2006 a fait grimper la consommation résidentielle et commerciale de gaz naturel dans presque toutes les régions.

La demande pour les groupes électrogènes au gaz naturel a augmenté dans toutes les régions d'Amérique du Nord, particulièrement dans l'ouest et le Midwest des É.-U. On s'attend qu'à l'avenir, l'utilisation pour les groupes électrogènes demeure le facteur principal de la croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. De plus, la chute des prix du gaz en 2007, semble avoir fait grimper la

Demande de gaz naturel nord-américain de 2007



Source : EIA et Statistique Canada
Nota : Les données É.-U. n'indiquent que la demande liée à l'utilisation finale, et non pas celle liée aux pipelines, aux locations à bail et au combustible des installations et des véhicules. La demande liée aux locations à bail et aux installations est très importante en Alaska.

Canada

naturel une solution intéressante pour la production d'électricité.

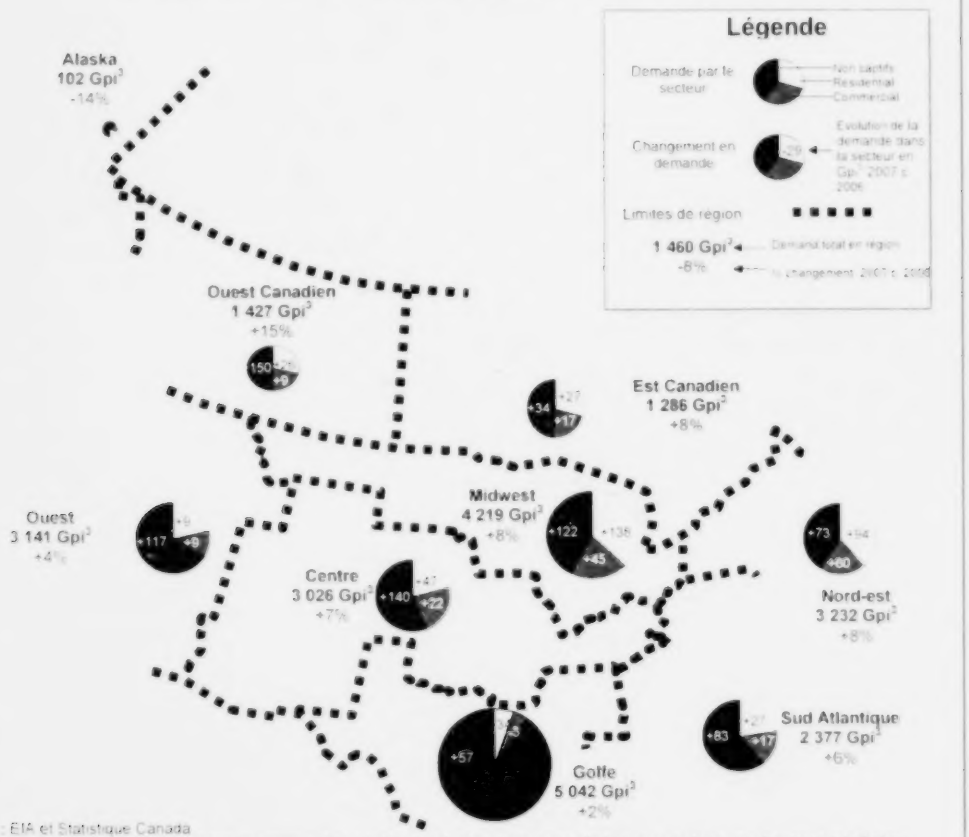
Les températures plus clémentes aux É.-U. ont contribué à cette croissance de la demande qui s'est manifesté par une plus grande utilisation des climatiseurs et partant une consommation plus importante de gaz naturel pour la production d'électricité.

■ Tendances des demandes régionales

La carte ci-dessous illustre la demande régionale de gaz naturel en Amérique du Nord. En 2007, la demande de gaz naturel a grimpé dans toutes les régions et dans tous les secteurs en Amérique du Nord, sauf pour la demande résidentielle et commerciale dans le golfe et en Alaska. La croissance de la demande dans l'Ouest canadien a été la plus importante avec 185 Gpi^3 (15 %) par rapport à 2006. Un hiver plus froid qu'en 2006 a fait grimper la consommation résidentielle et commerciale de gaz naturel dans presque toutes les régions.

La demande pour les groupes électrogènes au gaz naturel a augmenté dans toutes les régions d'Amérique du Nord, particulièrement dans l'ouest et le Midwest des É.-U. On s'attend qu'à l'avenir, l'utilisation pour les groupes électrogènes demeure le facteur principal de la croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. De plus, la chute des prix du gaz en 2007, semble avoir fait grimper la

Demande de gaz naturel nord-américain de 2007



Source : EIA et Statistique Canada
Nota : Les données É.-U. n'indiquent que la demande liée à l'utilisation finale et non pas celle liée aux pipelines, aux locations à bail et au combustible des installations et des véhicules. La demande liée aux locations à bail et aux installations est très importante en Alaska.

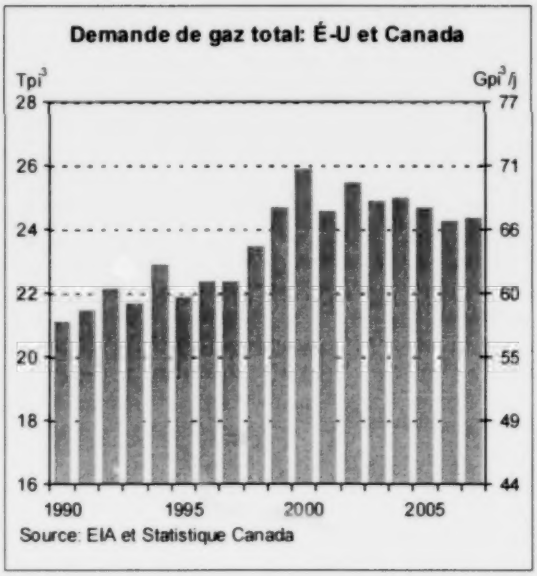
Canada

demande dans l'Est et l'Ouest canadien ainsi que dans le centre, le Midwest, le nord-est et l'ouest des É.-U.

■ Tendances générales de la demande nord-américaine

Comme le montre la figure de droit, de 1990 à 2000, la demande totale des É.-U. et du Canada en gaz naturel a augmenté de façon constante, en moyenne de 2 % par année. Entre 2000 et 2006, la demande a chuté en moyenne de 1 % par année. La raison principale de cette chute a été le manque de surplus de l'offre à des prix suffisamment bas pour maintenir la demande.

Cependant, en 2007, la demande nord-américaine de gaz naturel a rebondi pour la première fois en trois ans (augmentation de 7 %) à cause de la baisse des prix, de la hausse de la demande pour la production d'électricité et l'hiver plus froid, qui ont fait grimper la demande captive.



■ L'offre nord-américaine de gaz naturel

Le tableau de la page suivante illustre l'offre régionale et totale de gaz naturel au Canada et aux É.-U. pour 2007.

En 2007, la production nord-américaine de gaz naturel a augmenté de 501 Gpi³ (2 %) et a atteint 25 Tpi³. Il s'agissait de la deuxième année consécutive avec une augmentation de production, inversant ainsi la tendance de production en baisse qui a eu lieu entre 2002 et 2005. Cependant, cette augmentation n'a pas été suffisante pour ramener la production à son sommet 26 Tpi³ atteint en 2001.

■ Augmentations des demandes régionales

Toute l'augmentation de production nord-américaine de gaz naturel en 2007 est provenue des É.-U. où la production a augmenté de 4 % soit 660 Gpi³. Au Canada, la production a accusé un recul de 3 % soit 159 Gpi³. Les gains les plus importants ont été enregistrés dans la région terrestre du golfe du Texas et de la Louisiane où la production a augmenté de 462 Gpi³, principalement à cause de la hausse de production de schiste de Barnett au Texas et du schiste de Fayetteville en Arkansas. En 2007, le forage terrestre du golfe du Mexique augmenté de 11 % comparativement à 2006.

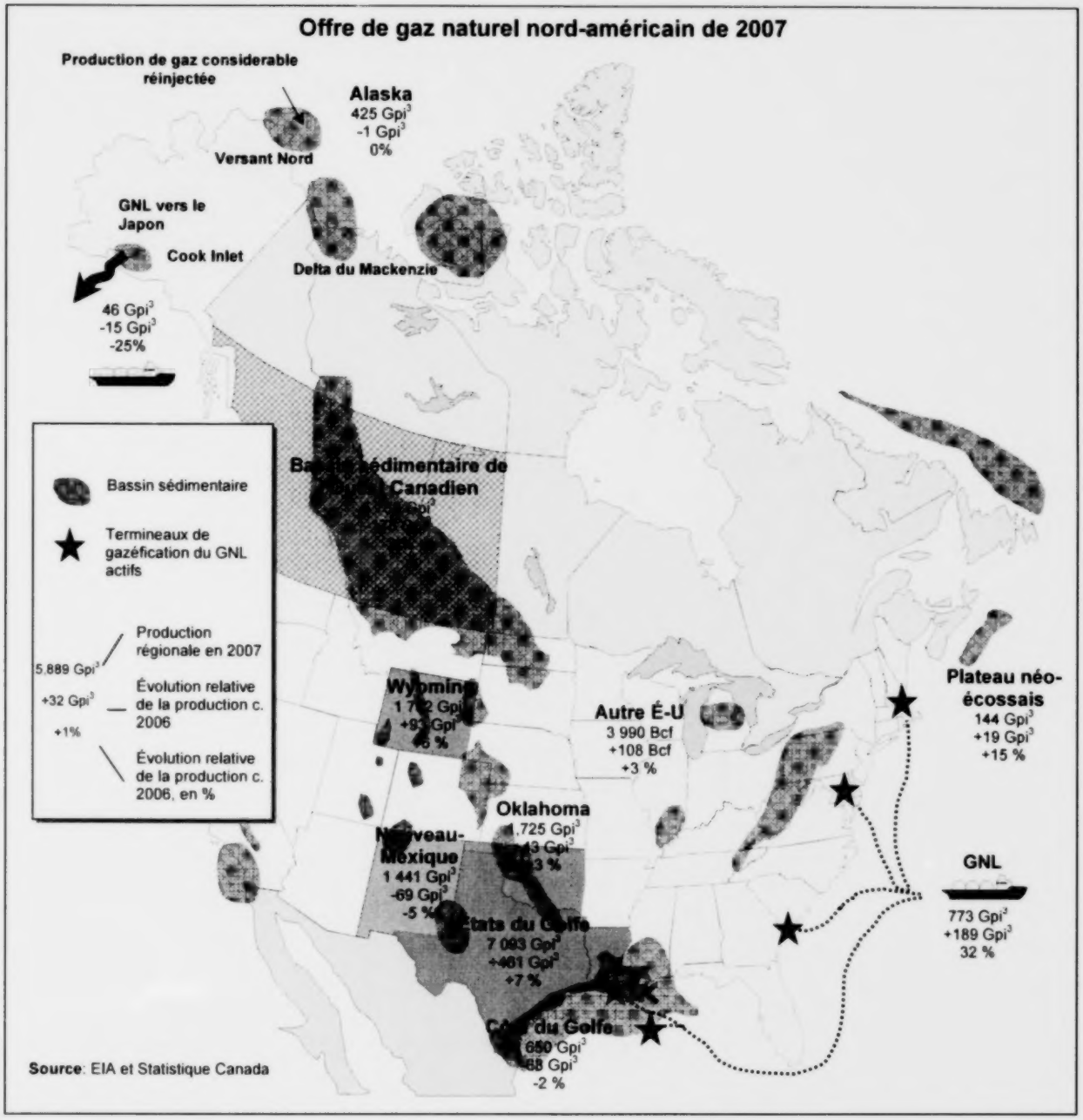
Une autre région des É.-U. qui a vu sa production augmenter est les Rocheuses américaines, particulièrement le Wyoming. En 2007, la production dans cet État a augmenté de 93 Gpi³,soit 6 %, en dépit d'une baisse de 7 % du forage. Le plus gros de la production des Rocheuses provient des ressources non conventionnelles (le gaz de réservoir étanche et le méthane houiller).

En Oklahoma, qui fait partie de la région du milieu du continent des É.-U., la production a augmenté de 43 Gpi³ (3 %). Le gaz de schiste gagne constamment en importance dans le

Canada

milieu du continent, notamment en Arkansas où la production de schiste approche 1 Gpi^3/j. Ailleurs aux É.-U., la production a augmenté de 210 Gpi^3 (5 %).

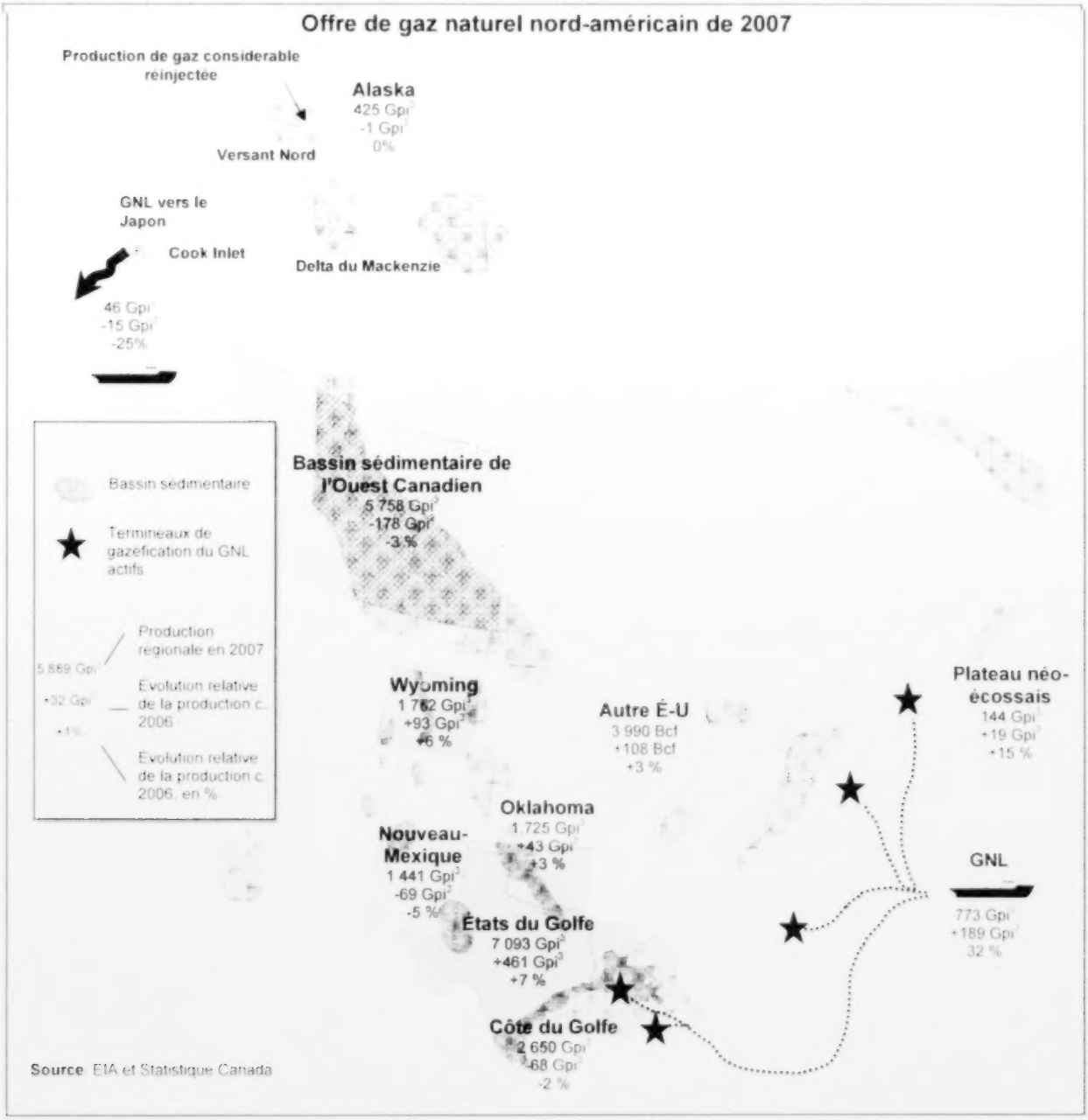
Le plateau néo-écossais, qui ne comporte qu'un seul projet de production (le projet de la société Sable Offshore Energy) a enregistré une hausse de production de 19 Gpi^3 (15 %) en 2007



Canada

milieu du continent, notamment en Arkansas où la production de schiste approche 1 Gpi³/j. Ailleurs aux É.-U., la production a augmenté de 210 Gpi³ (5 %).

Le plateau néo-écossais, qui ne comporte qu'un seul projet de production (le projet de la société Sable Offshore Energy) a enregistré une hausse de production de 19 Gpi³ (15 %) en 2007



attribuable à l'ajout de compression dont le but est d'accroître temporairement les niveaux de production des puits existants.

■ Diminutions des demandes régionales

La plus importante baisse de production a été dans l'Ouest canadien où, en 2007, elle a été de 178 Gpi^3 (3 %), à cause d'une baisse de 25 % du forage. Selon certains, cette baisse de forage est attribuable à la hausse des coûts, la baisse des prix et l'augmentation des redevances en Alberta, qui doivent commencer en 2009.

La baisse dans la zone extracôtière du golfe des É.-U. s'est poursuivie en 2007, affichant un recul de production de 68 Gpi^3 (3 %) en 2007. Le forage a également baissé de 15 % en 2007.

Aux É.-U., l'Alaska et le Nouveau-Mexique ont affiché des baisses respectives de 1 et 70 Gpi^3. La production de gaz naturel en Alaska est concentrée à Cook Inlet et est vendue en Alaska ou exportée vers l'Asie par bateaux-citernes chargés de GNL. La carte précédente illustre les principales régions de production en Amérique du Nord et les variations régionales de l'offre entre 2007 et 2006.

Offre de gaz naturel nord-américane

	2007	2006	Changement	
	Gpi^3	Gpi^3	Gpi^3	%
Golfe zone terrestre[1]	7 093	6 631	462	7 %
Golfe zone extracôtière[2]	2 650	2 718	- 68	-3 %
Total pour le Golfe	9 743	9 349	394	4 %
Wyoming	1 752	1 659	93	6 %
Nouveau-Mexique	1 441	1 511	- 70	-5 %
Oklahoma	1 725	1 682	43	3 %
Alaska	425	426	- 1	0 %
Autre É-U[3]	4 050	3 849	201	5 %
Production total É-U	**19 136**	**18 476**	**660**	**4 %**
Ouest canadien[4]	5 758	5 936	- 178	-3 %
Plateau néo-écossais	144	125	19	15 %
Production total canadien[5]	**5 902**	**6 061**	**- 159**	**-3 %**
Total de production A-N	**25 038**	**24 537**	**501**	**2 %**
Importations nettes de GNL aux É-U	773	584	189	32 %
Importations nettes du Mexique	54	13	41	316 %
Suppléments É-U[6]	61	66	- 5	-8 %
Total de l'offre A-N	**25 926**	**25 200**	**726**	**3 %**

Sources : EIA, et Statistique Canada

Nota: [1] LA, TX [2] Zone fédéral du golfe du Mexique. [3] EIA a augmenté «Autres É-U» pour indure un certain nombre de nouveaux états [4] Indut une production minime de l'Ontario. [5] La production canadienne correspond au gaz commercialisable, auquel s'ajoutent les pertes en cours de retraitement. [6] Gaz naturel de synthèse, air propané, gas de raffinerie, gaz provenant de la biomasse, air injecté pour stabiliser le contenu calorifique et gaz manufacturé mélangé et distribué du gaz naturel.

■ Le forage et la production

Le forage de gaz naturel a énormément augmenté au Canada et aux É.-U. depuis 2000. Cependant, au Canada les niveaux de forage ont diminué depuis 2005, comme l'illustrent le tableau et le graphique sur la page suivante.

Le nombre de puits actifs aux É.-U. est passé de 16 242 en 2000 à 32 910 en 2007. Au Canada, bien que le forage ait diminué au cours des dernières années, les producteurs ont tout de même foré plus de 12 000 puits en 2007, comparativement à 9 000 en 2000 (le forage a été à son maximum en 2005 avec 18 500 puits).

À la suite d'années ou la croissance de production a été faible dans le US Lower-48, la, production en 2007 et 2008 a fait un bond car les producteurs ont trouvé des moyens d'extraire plus efficacement le gaz naturel du schiste. Pour les neuf premiers mois de 2008, les données de l'AIE montrent que la production des É.-U. a fait un bond remarquable de 6 %, soit 3,3 Gpi^3/j. De telles augmentations de production n'avaient pas été vues depuis la fin des années 1960.

Dernièrement, la production américaine de schiste du schiste de Barnett au Texas et du schiste de Fayetteville en Arkansas a connu une poussée rapide. Depuis 2000, la production de schiste a augmenté de 1 Gpi^3/j en 2000 à 3,8 Gpi^3/j en 2007 et à 4,7 Gpi^3/j au cours de la première moitié de 2008. On s'attend à ce que la production de schiste poursuive sa lancée au fur et à mesure que des nouveaux gisements de schiste sont découverts.

Contrairement à ce qui se passe aux É.-U., le forage au Canada a régressé en 2007, particulièrement en Alberta où les redevances plus élevées (qui devraient commencer en janvier 2009), la baisse des prix et la montée

des coûts (main-d'œuvre, acier) ont un effet sur les investissements de forage des producteurs. La réduction du nombre de puits a fait baisser la production de 3 % en 2007, et elle continue de baisser en 2008 (la production totale du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a baissé d'environ 0,8 Gpi^3/j au cours de 10 premiers mois de 2008).

Les deux graphiques illustrent les indicateurs de forage et de production au Canada et aux États-Unis.

Toutefois, la tendance vers la production non conventionnelle au Canada se poursuit tout comme ce fut le cas dans les années 1980 pour le méthane houiller aux É.-U. et plus récemment pour le gaz de schiste. Pour l'instant, les producteurs extraient du gaz de réservoir étanche et du méthane houiller dans l'Ouest canadien, ce qui représente environ 15 % de la production totale canadienne. Pour ce qui est du gaz de schiste, la majorité des activités se produisent dans le nord-est de la Colombie-Britannique où les producteurs paient des prix records pour des terres où l'on trouve du schiste. L'exploration du schiste se fait également au Québec et en Nouvelle-Écosse. La production commerciale de schiste devrait commencer au Canada en 2009.

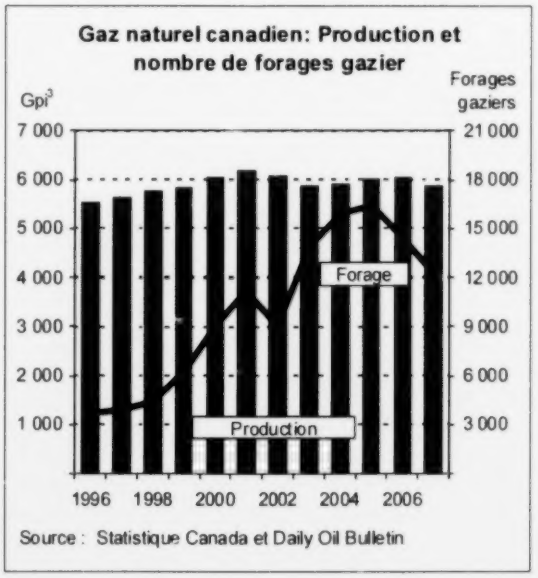
Indicateurs de forages gaziers nord-américains

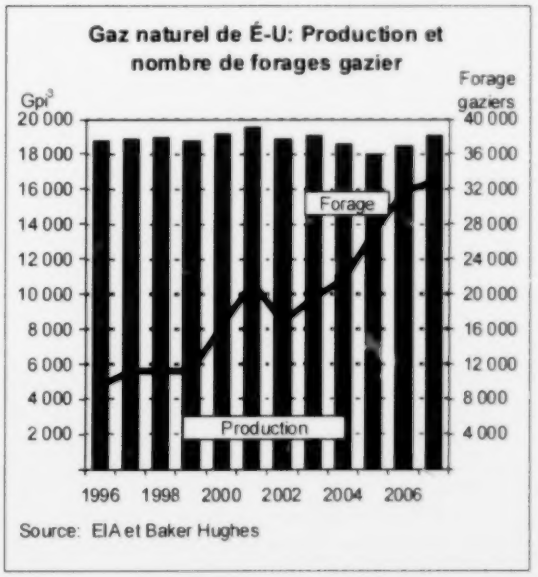
	2007	2006	Changement	
	Gpi^3	Gpi^3	Gpi^3	%
Installations actives de forage orientées gaz et pétrole:				
Golfe zone terrestre[1]	959	864	95	11 %
Golfe zone extracôtière[2]	73	86	- 13	-15 %
Total pour le Golfe	1 032	942	90	10 %
É-U milieu du continent[3]	247	213	34	16 %
É-U Rocheuses[4]	299	322	- 23	-7 %
Autre É-U[5]	191	176	15	9 %
Total pour les É-U	**1 769**	**1 649**	**120**	**7 %**
Total des puits de gaz forés aux É-U	**32 910**	**31 587**	**1 323**	**4 %**
Installations de forages gaziers[6]	**1 466**	**1 372**	**94**	**7 %**
Nombre de forages gaziers au Canada:				
Canada faible profondeur	7 032	8 537	-1 505	-18 %
Canada grande profondeur	3 248	5 321	-2 073	-39 %
Méthane dérivé du charbon	2 052	2 609	- 557	-21 %
Total pour le Canada[7]	**12 332**	**16 467**	**-4 135**	**-25 %**
Total pour le A.N.	**45 242**	**48 054**	**-2 812**	**-6 %**

Sources: EIA, Texas RRC, Baker Hughes, et Daily Oil Bulletin

Nota: [1] AL, LA, MS et TX zone terrestre [2] AL, LA, MS & TX zone extracôtière [3] AR, KS & OK. [4] CO, NM, UT & WY. [5] Reste des É-U. [6] Compe hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz. [7] ONÉ

En général, en Amérique du Nord, la récente augmentation de production a apaisé





Canada

Le gaz de schiste de la Colombie-Britannique

Depuis 2007, la prospection de gaz de schiste et le gaz de réservoir étanche dans les gisements de Horn River et de Montney du nord-est de la Colombie-Britannique (C.-B.) ont attiré l'attention de l'industrie canadienne du gaz naturel en amont. Par exemple, en 2007, la province a engrangé 1,1 G$ pour la vente de terres et 2,1 G$ pour les huit premiers mois de 2008.

Les résultats d'essais favorables dans les premiers puits, l'intérêt important pour la vente de terres et la construction de nouveaux gazoducs sont une bonne indication des effets que cela pourrait avoir sur les niveaux de production dans ces régions.

L'intérêt suscité par le gaz de schiste au Canada vient de son succès de son développement aux É.-U. C'est dans le nord-est de la C.-B. que l'intérêt est le plus manifeste, mais le développement s'amorce également au Québec et dans les maritimes.

Le développement commercial du gaz de schiste n'en est encore qu'à ses débuts au Canada. La production est encore restreinte à cause du manque d'infrastructures pour transporter le gaz de schiste vers les principaux gazoducs de transport.

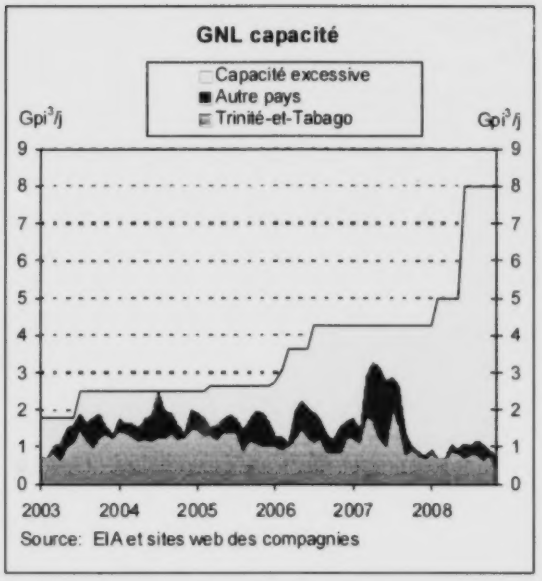
considérablement les préoccupations relatives à l'offre de gaz naturel sur le continent.

■ Gaz naturel liquéfié

En 2007, les importations brutes américaines de GNL ont augmenté de 189 Gpi^3 (32 %) pour atteindre un record de 773 Gpi^3 par rapport au niveau de 2006.

Ce niveau d'importation représentait 3 % de l'offre nord-américaine. L'Amérique du Nord (particulièrement les É.-U.) a importé des petites quantités de GNL pour plusieurs années.

Comme la figure en haut à droite l'indique, les importations américaines de GNL sont demeurées plutôt stables de 2003 jusqu'au



début de 2007 pour ensuite grimper en réponse aux prix élevés de gaz naturel aux É.-U. et à une faible demande mondiale pour le produit. Cependant, après avoir atteint un sommet à presque 3,5 Gpi^3/j au milieu de 2007, les importations américaines de GNL ont chuté, alors que la demande mondiale a augmenté et que les prix du gaz aux É.-U. ont chuté relativement aux marchés concurrentiels de l'Asie et de l'Europe.

Les importations ont continué de reculer en 2008 en dépit d'un accroissement important de la capacité d'importation américaine (qui est actuellement de 8 Gpi^3/j). L'utilisation opérationnelle ou le facteur de charge des terminaux américains au milieu de 2008 était de 15 %. Comparativement, en 2005, la moyenne d'utilisation des terminaux était de 71 %.

En ce qui a trait à l'offre, Trinité-et-Tobago demeurent la principale source de GNL pour les É.-U. leur fournissant 58 % de leurs importations de GNL en 2007. Les autres fournisseurs en 2007 incluaient l'Algérie (10 %), l'Égypte (15 %) et le Nigeria (12 %). En 2008, les É.-U. ont commencé à importer du nouveau projet norvégien de Snøhvit.

Canada

Sauf pour les chargements en provenance de Trinité-et-Tobago qui sont pour le long terme, les livraisons de GNL aux É.-U. sont à la discrétion des fournisseurs de GNL. Lorsque les prix de gaz naturel sont élevés par rapport aux prix dans les autres régions demandant du GNL (p. ex., l'Europe et l'Asie), plus de livraisons sont faites vers les É.-U. Inversement, si d'autres acheteurs sont prêts à payer plus cher pour le GNL, les fournisseurs livrent à ces marchés plus lucratifs. Une fois les marchés plus lucratifs satisfaits et s'il y a encore du GNL en stock, le fournisseur effectuera des livraisons au marché nord-américain.

Ainsi, la quantité de GNL livrée en Amérique du Nord dépend non seulement de la capacité des terminaux d'importation sur ce continent, mais également des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, des prix du gaz naturel et du GNL sur les autres marchés, de la capacité mondiale de production de GNL et d'autres facteurs.

Étant donné le nombre de terminaux d'importation approuvés et prévus d'ici la fin de la décennie, il semble que l'Amérique du Nord sera dotée de suffisamment de terminaux d'importation à l'avenir.

Au Canada, on recense dix propositions de construction d'installations d'importation de GNL, y compris trois projets en Atlantique, trois au Québec et un en Colombie-Britannique. Le terminal le plus avancé est le terminal Canaport qui est en construction à Saint John au Nouveau-Brunswick et opérationnel en 2009. D'autres terminaux pourraient être opérationnels durant la période 2011–2015.

Au bout du compte, la loi du marché déterminera combien d'installations seront construites au Canada.

De plus, une proposition de projet d'**exportation** de GNL est en marche à Kitimat en Colombie-Britannique. En septembre 2008, les promoteurs du projet de GNL de Kitimat ont annoncé leur intention d'exporter du GNL de Kitimat (C.-B.) vers les marchés asiatiques où les prix du GNL sont plus élevés. La proposition de Kitimat va à l'encontre des plans qui étaient d'importer du GNL au même emplacement. Le projet original avait été approuvé mais la construction n'avait pas commencé.

La décision de Kitimat d'aller de l'avant avec des exportations fait suite à son incapacité de sécuriser une source mondiale d'approvisionnement de GNL pour son terminal d'importation et les occasions d'arbitrage des prix offertes par les marchés asiatiques du GNL. Kitimat, espère que l'augmentation de production de gaz naturel non conventionnel dans le nord-est de la Colombie-Britannique servira de matière première pour son terminal de liquéfaction et d'exportation. Ce changement de modèle d'affaires est une bonne indication de l'incertitude qui règne au sujet des importations nord-américaines de GNL.

■ Réserves de gaz naturel connues

■ Importance des estimations des réserves connues

Les réserves connues de gaz naturel sont des estimations des quantités de gaz qui restent dans les réservoirs en exploitation, qui sont exploitables économiquement et qui sont connectées aux gazoducs ou aux marchés ou qui peuvent y être facilement connectées. À la fin de l'année 2007 aux É.-U. et à la fin de l'année 2006 au Canada, les réserves combinées des deux pays étaient de 296 Tpi^3, 238 Tpi^3 aux É.-U. et 58 Tpi^3 au Canada (remarque : les données sur les réserves canadiennes pour 2007 devraient être publiées au début de 2009).

L'année 2007 a été historique pour les É.-U. En effet, les ajouts aux réserves ont été les plus importants jamais enregistrés avec 26,6 Tpi^3

(46,1 Tpi^3 de réserves ajoutées moins 19,5 Tpi^3 de production). Les ajouts aux réserves ont doublé aux deux ans. Les réserves totales américaines à la fin de 2007 se chiffraient à 238 Tpi^3, 47 % plus élevé que leur point le plus bas de 152 Tpi^3 en 1993. Les réserves canadiennes ont légèrement augmenté à 58,2 Tpi^3, les gains les plus importants de 0,7 Tpi^3 étant enregistrés en Colombie-Britannique et les pertes les plus importantes en Alberta avec 0,8 Tpi^3.

En 2007, la production combinée des É.-U. et du Canada était de 25,0 Tpi^3. Ainsi, le ratio réserves/production nord-américain était de 11,9 années, une hausse comparativement à 10,4 en 2006. En d'autres mots, advenant le cas où aucune nouvelle source ne serait découverte, les réserves américaines et canadiennes existantes dureraient presque 12 ans au taux actuel de production.

Mais bien entendu, de nouvelles réserves sont découvertes chaque année. Chaque année, les réserves connues changent selon la formule suivante : réserves connues au début de l'année plus les ajouts aux réserves (y compris les révisions négatives ou positives, aux estimations précédentes) durant l'année, moins la production durant l'année, égalent les réserves connues à la fin de l'année.

Les estimations des réserves connues donnent une bonne base pour estimer les niveaux de production de gaz naturel dans une région. Plusieurs relations existent entre les réserves et la production :

- Lorsque les réserves connues sont importantes par rapport à la production, indiquées par un ratio réserves/production (ratio R/P) élevé (p. ex., supérieur à 12 ans), normalement la production s'accroît.
- L'augmentation des réserves connues est généralement associée avec un accroissement correspondant de la production de gaz naturel.
- La baisse des réserves connues est généralement associée avec un recul correspondant de la production de gaz naturel.

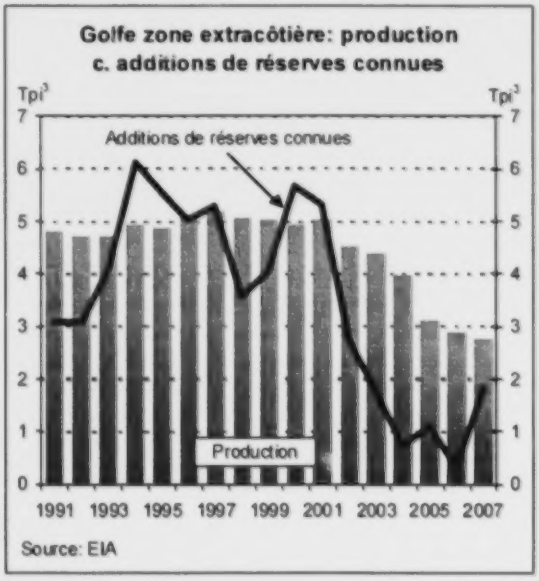
De 1990 à 2007, les réserves canadiennes et américaines et les ratios réserves/production sont demeurés plutôt stables et ont augmenté légèrement dans la deuxième partie de la décennie. Cependant, en 2007, grâce à une économie florissante et les avancées technologiques en forage et fracturation hydraulique, les producteurs américains ont été capables d'ajouter d'importantes quantités de ressources de gaz naturel aux réserves.

Nous avons divisé le Canada et les É.-U. en zones principales d'approvisionnement : l'Ouest canadien, la zone terrestre du golfe des É.-U., la zone extracôtière du golfe des É.-U., le Wyoming et l'Oklahoma.

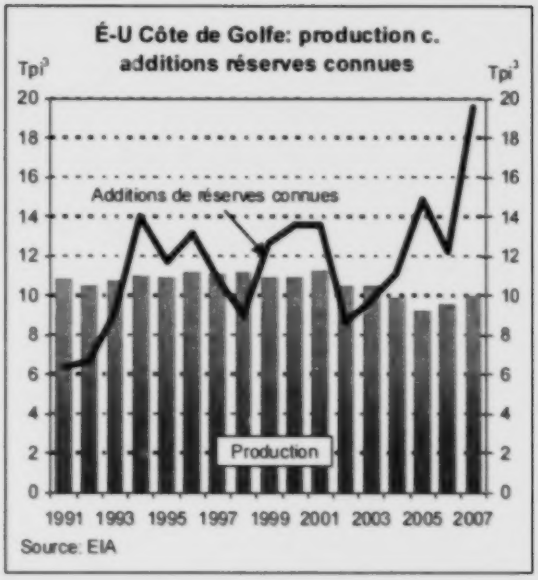
■ La côte du Golfe : terrestre et extracôtière

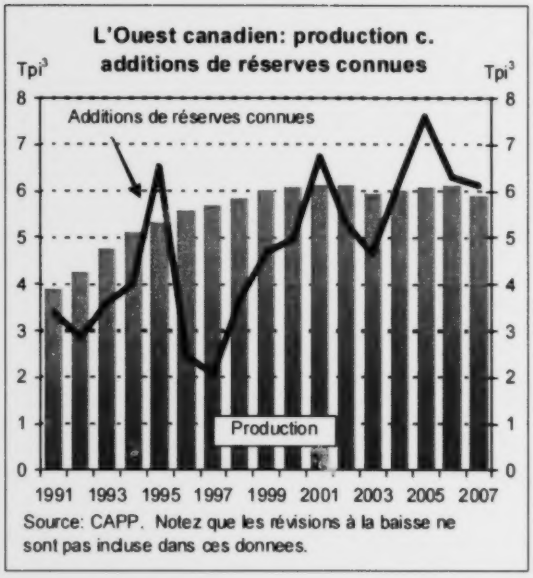
De toutes les régions productrices définies ici, la côte du golfe est de beaucoup la plus importante, et en 2006 comptait pour 39 % de la production nord-américaine de gaz naturel. Deux graphiques suivent : un pour la zone terrestre du golfe et l'autre pour la zone extracôtière du golfe.

La production terrestre (inclut le Texas et la Louisiane) et les réserves ont augmenté en



Canada





2007 et les ajouts aux réserves ont connu une hausse fulgurante à presque 20 Tpi^3 et la production a augmenté de 7 %. Les ajouts à la réserve de production terrestre et les hausses de production sont dominées par les augmentations de production non conventionnelle au Texas. La production non conventionnelle du Texas inclut le schiste de Barnett et le gaz de réservoir étanche de la formation de Cotton Valley. En fait, le champ Newark East de la formation de schiste de Barnett deviendra bientôt le plus grand champ de gaz naturel de tous les États-Unis.

Inversement, pour ce qui est de la zone du golfe extracôtière, la production et les ajouts aux réserves continuent de diminuer. Cependant, au moment où la production diminue (de 5 Tpi^3 en 2000 à 3 Tpi^3 en 2007), les baisses d'une année à l'autre n'ont que peu d'effet sur le total de la production américaine.

■ L'Ouest canadien

La production de gaz naturel des provinces canadiennes de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan, formait presque un quart de la production nord-américaine de 2007.

Au cours des dernières années, les additions aux réserves de l'Ouest canadien ont fluctué, mais en général se sont maintenues à flot avec la production. La production et les additions aux réserves semblent s'être stabilisées autour de 6 Tpi^3 par année.

Cependant, ceci n'a été possible que grâce à une augmentation considérable du forage durant la période 1990–2007. Mille cinq cents nouveaux puits ont été ouverts en 1996 et plus de 12 000 en 2007. Remarquez que le forage a baissé depuis son sommet de 18 000 puits en 2005 à cause de la baisse des prix et les changements dans la structure des redevances en Alberta. La baisse de forage s'est poursuivie en 2008, car les prix sont demeurés plus bas que leurs niveaux de 2005 et 2006.

Le développement du gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique offre de nouvelles possibilités. Bien qu'il n'en soit qu'à ses débuts, le gaz de schiste va être un ajout important aux réserves et à la production de l'Ouest canadien après 2010.

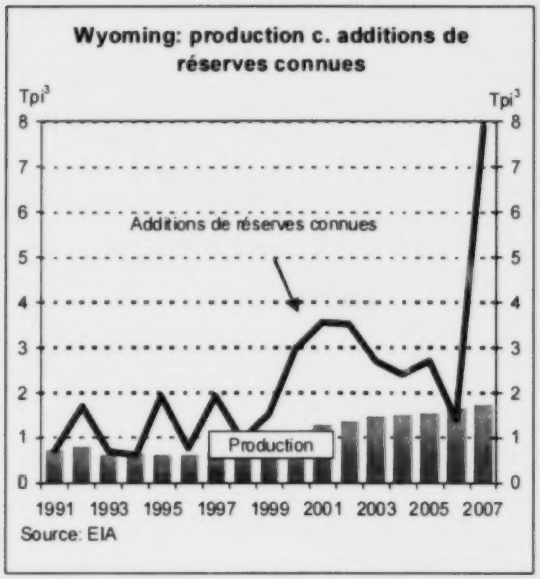
Canada

■ Wyoming

Comme nous pouvons le voir dans le graphique de droite, les ajouts aux réserves de gaz naturel au Wyoming ont dépassé la production chaque année depuis 1991 sauf en 2006. En 2007, les niveaux de réserves de gaz naturel du Wyoming ont fait un bond, grâce à l'ajout par les producteurs de 8 Tpi^3, quatre fois les niveaux de production annuelle et le plus important ajout jamais fait dans cet État.

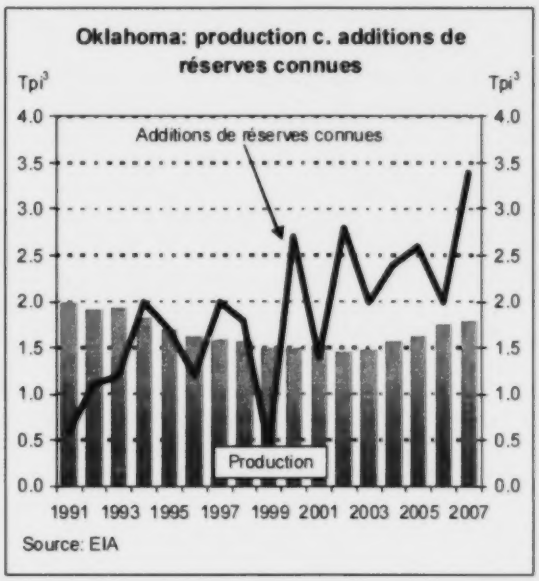
Les réserves grandissantes dans la région des Rocheuses américaines (comprenant le Colorado, l'Utah, et le Wyoming) sont poussées par les ajouts provenant des sources non conventionnelles notamment le méthane houiller et le gaz de réservoir étanche. Les Rocheuses sont la troisième zone de production de gaz naturel en importance de l'Amérique du Nord avec un cinquième de la production en 2007.

Au cours des dernières années, les additions aux réserves ont de beaucoup surpassé la production et les réserves connues ont augmenté. Comme les ajouts aux réserves seulement dans le Wyoming ont approché les 8 Tpi^3 en 2007 et la production est moins de 2 Tpi^3, la production dans cette région pourrait continuer à croître rapidement.



■ Oklahoma

En 2007, l'Oklahoma représentait environ 7 % de la production nord-américaine de gaz naturel. La production dans le milieu du continent (comprenant l'Arkansas, le Kansas et l'Oklahoma) a diminué de façon constante entre 1991 et 2002 et les ajouts de réserves étaient moindres que la production ce qui laissait présager d'autres baisses de production. Cependant, depuis 2000, les ajouts aux réserves ont dépassé la production et depuis 2004, la production est en hausse. Les activités dans le schiste de Woodford expliquent peut-être ce changement



■ Réserves totales américaines

Depuis 1999, les réserves américaines ont augmenté chaque année, inversant ainsi la tendance qui était à la baisse. La croissance des réserves de gaz naturel aux É.-U. est causée principalement par le gaz naturel non conventionnel. Auparavant, ces immenses ressources étaient connues mais ne pouvaient pas être exploitées économiquement et ne pouvaient pas être ajoutées aux réserves. Cependant, avec les nouvelles technologies de forage et d'exploitation, ces ressources non

Canada

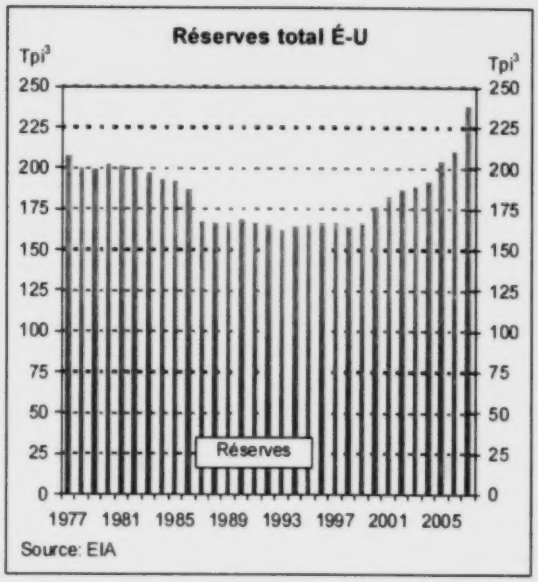
conventionnelles peuvent maintenant être converties en réserves connues.

Le gaz de schiste reçoit maintenant une attention particulière à la suite des succès obtenus par le schiste de Barnett et d'autres schistes du milieu du continent. Au cours des deux années où l'AIE a recueilli des données sur les ressources gaz de schiste, ces dernières ont augmenté de 50 % et le gaz de schiste occupe maintenant 9 % des réserves totales des É.-U.

■ Le méthane houiller

Le méthane houiller est produit aux É.-U. depuis les années 1980. La production et les ressources sont concentrées dans les Rocheuses, le Nouveau-Mexique et le Midwest, et l'on trouve de plus petites quantités dans certains États de l'Est. La production de méthane houiller a augmenté de façon constante depuis la fin des années 1980 et a été soutenue par une hausse importante de la croissance des réserves.

Par exemple, en 2000, les réserves américaines de méthane houiller étaient de 15,7 Tpi^3 et la production de 1,37 Gpi^3/j. En 2007, les réserves ont augmenté à 21,8 Tpi^3 (une augmentation de



38 % depuis 2000) et la moyenne de production est de 4,8 Gpi^3/j. (une augmentation de 30 % depuis 2000). Les réserves de méthane houiller comptent pour 9 % des réserves totales américaines de gaz sec, tandis que la production de méthane houiller compte pour 9 % de la production totale américaine de gaz naturel.

■ Stockage du gaz naturel nord-américain

La production nord-américaine de gaz naturel a été plutôt constante au cours de l'année. Cependant, la demande totale durant les périodes les plus froides de l'hiver peut surpasser de trois fois celle des périodes de basse demande de l'été, et la demande captive (résidentielle et commerciale) de l'hiver peut être six fois plus élevée que la demande captive de l'été. Afin de combler cet écart saisonnier entre l'offre et la demande, on stocke du gaz durant l'été pour le retirer durant l'hiver.

Pour répondre à la demande élevée de l'hiver dans les marchés résidentiel et commercial (la demande captive), les sociétés de distribution locales (SDL) stockent du gaz pour le retirer durant l'hiver. Le stockage permet également aux SDL d'utiliser la capacité de transport des gazoducs sur longue distance à des prix relativement stables durant toute l'année.

Les producteurs utilisent les injections et les retraits pour équilibrer les niveaux changeants de production avec les obligations contractuelles d'approvisionnement. Le stockage est également utilisé par les acheteurs et les vendeurs pour saisir des occasions d'arbitrage des prix (c.-à-d., stocker du gaz naturel lorsque les prix sont bas et le retirer et le vendre lorsque les prix sont plus élevés).

Canada

Selon le cycle normal de stockage dans toute l'Amérique du Nord, les niveaux atteignent leur sommet à environ 3,8 Tpi^3 vers la fin octobre début novembre pour chuter à leur plus bas niveau de 1,4 Tpi^3 fin mars début avril.

Il existe en Amérique du Nord une capacité de stockage de 4,5 Tpi^3 (3,7 Tpi^3 aux É.-U. et 0,7 Tpi^3 au Canada). Le gaz naturel est stocké principalement dans des gisements souterrains de pétrole épuisés et de gaz naturel ou des cavernes de sel, mais environ 3 % du stockage est hors terre dans les réservoirs de gaz naturel liquéfié.

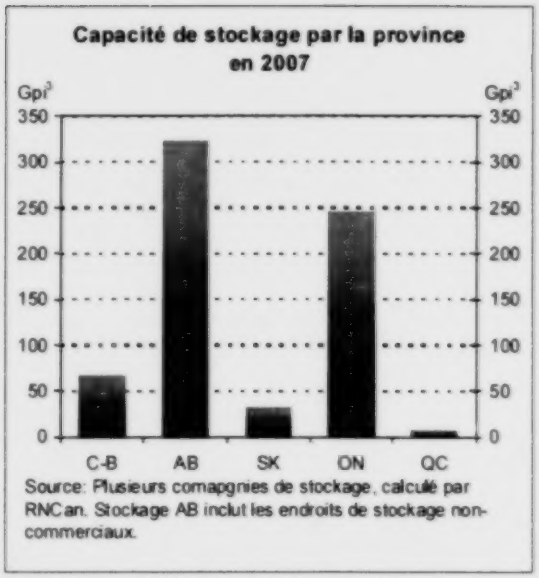
■ Stockage canadien

Au Canada, le stockage est réparti dans toutes les régions comme l'illustre le graphique de droite. La majorité du stockage est situé dans l'Ouest canadien (424 Gpi^3), l'Alberta accueillant le plus important volume, et les autres provinces productrices (la Colombie-Britannique et la Saskatchewan) avec des plus petits volumes. Le stockage dans l'Ouest canadien est utilisé principalement pour gérer l'offre et la demande. Le stockage dans l'Est canadien (253 Gpi^3) se fait principalement en Ontario. Cet important volume aide l'Ontario à répondre à sa demande durant les périodes de pointe.

■ Relation entre le stockage et le prix

Les niveaux de stockage jouent un rôle important dans la fixation des prix du gaz naturel. Il existe normalement une relation inverse entre les niveaux de stockage et les prix du gaz naturel. Selon la période de l'année, les niveaux de stockage élevés encouragent la baisse des prix et vice versa.

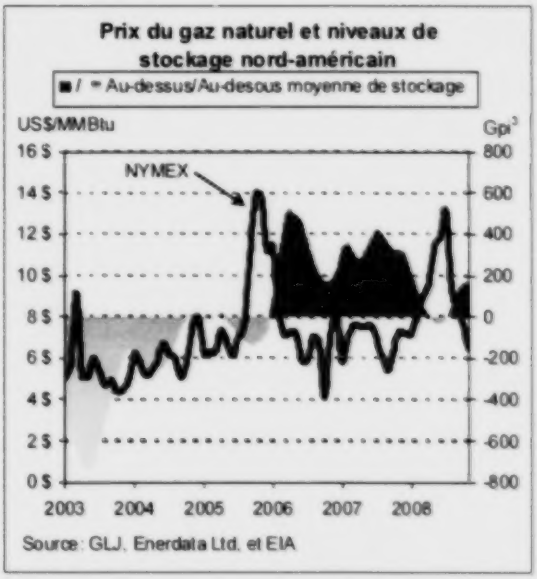
Le graphique de droite illustre les prix du gaz naturel et la différence entre le stockage actuel de chaque mois et la moyenne de stockage sur cinq ans pour ce mois en particulier. La différence est alors atténuée en se servant de la moyenne sur trois mois afin d'éliminer les pics mensuels et souligner les tendances saisonnières de stockage. L'important pic dans les prix qui est survenu à la fin de 2005, était le résultat de l'ouragan Katrina, qui a paralysé la



Source: Plusieurs comapgnies de stockage, calculé par RNCan. Stockage AB inclut les endroits de stockage non-commerciaux.

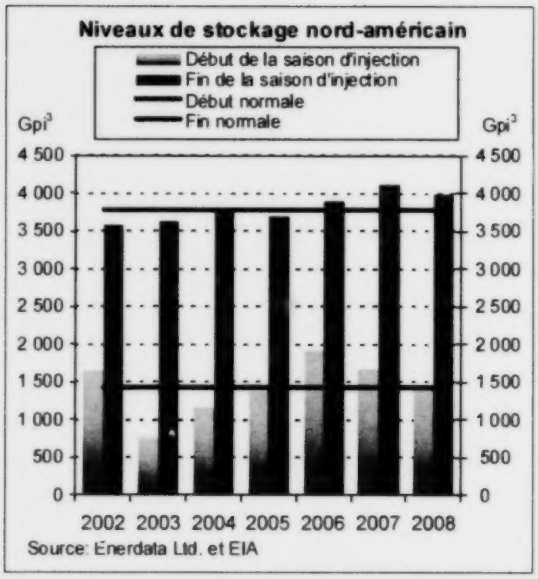
production dans le golfe des É.-U. et a causé une pénurie de stockage. Lorsque la production a redémarré, les niveaux de stockage ont remonté (grâce à un hiver relativement doux) et les prix se sont stabilisés.

Entre 2006 et 2008, des niveaux de stockage au-dessus de la moyenne étaient normaux. Un hiver plus froid a fait baisser les stocks au début



Source: GLJ, Enerdata Ltd. et EIA

Canada



de 2008 et les prix sont montés en flèche. Cependant, le temps plus frais de l'été a fait baisser la demande de gaz naturel et a occasionné un retour à des niveaux moyens de stocks plus élevés dans la deuxième moitié de 2008, ramenant ainsi les prix à des niveaux plus modérés.

■ Été 2007 et hiver 2007-2008

Au début de la période d'injection de l'été 2007, le niveau de stockage en Amérique du Nord était de 1,7 Gpi^3. Environ 2,4 Gpi^3 ont été injectés dans le stockage durant l'été, ce qui a l'amené à un niveau record de 4,1 Gpi^3 au début de la saison 2007–2008 de retrait (1er novembre 2007).

Un hiver plus froid que prévu a fait chuter les stocks à leur plus bas volume des trois dernières années, soit 1,4 Gpi^3 au début de la saison d'injection 2008 (1er avril).

■ Période d'injection de l'été 2008

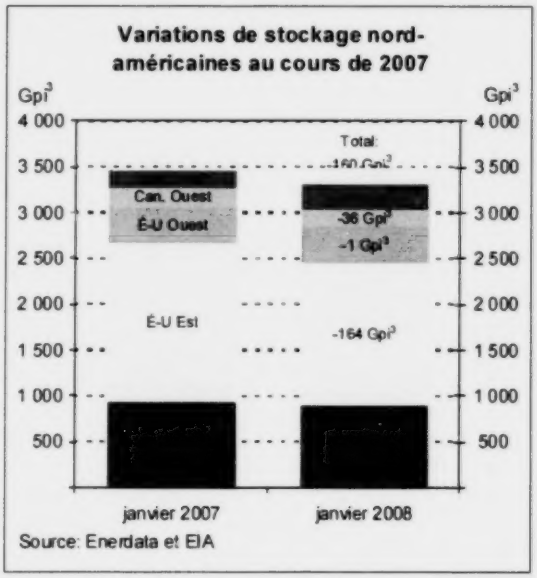
Au début de la période d'injection, les prix étaient relativement élevés. Un été plus froid que prévu, combiné à l'augmentation de la production de gaz de schiste aux É.-U. a fait augmenter la quantité de gaz injecté à environ 2,6 Tpi^3. Comme les niveaux de stockage ont grimpé rapidement, les prix ont chuté. Le 1er novembre 2008, le niveau total de stockage nord-américain était presque à pleine capacité (4 Tpi^3) mais légèrement plus bas que les niveaux records atteints en 2007.

■ Perspectives de stockage pour l'hiver 2008-2009

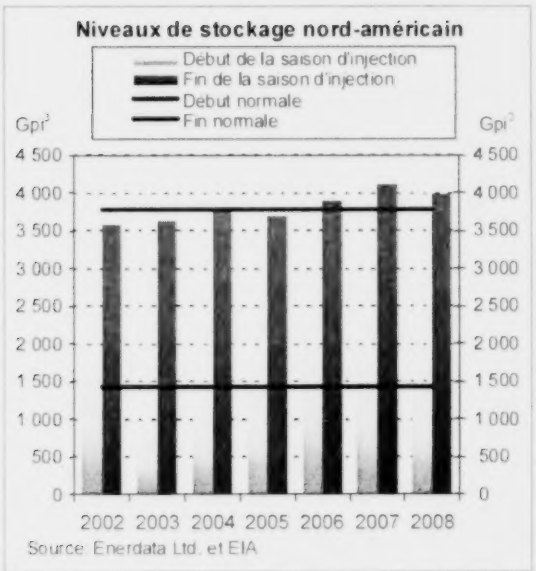
Les niveaux de stockage au-dessus de la moyenne devraient une fois de plus avoir un effet d'atténuation sur le mouvement des prix durant la saison de chauffage 2008–2009. Combiné avec la possibilité d'un hiver plus chaud que la moyenne, une forte pression baissière pourrait s'exercer sur les prix du gaz naturel. Comme c'est toujours le cas durant la saison de chauffage, la météo reste l'élément inconnu.

■ Changement des niveaux de stockage

Au cours de l'année civile 2007, les volumes de stockage nord-américains sont passés de 3,5 Tpi^3 le 1er janvier 2007 à 3,3 Tpi^3 le 1er janvier 2008, une baisse de 160 Gpi^3. Il s'agit d'une baisse de 5 % pour l'année. Cette variation n'est pas très importante pour la



Canada



de 2008 et les prix sont montés en flèche. Cependant, le temps plus frais de l'été a fait baisser la demande de gaz naturel et a occasionné un retour à des niveaux moyens de stocks plus élevés dans la deuxième moitié de 2008, ramenant ainsi les prix à des niveaux plus modérés.

■ Été 2007 et hiver 2007-2008

Au début de la période d'injection de l'été 2007, le niveau de stockage en Amérique du Nord était de 1,7 Gpi^3. Environ 2,4 Gpi^3 ont été injectés dans le stockage durant l'été, ce qui a l'amené à un niveau record de 4,1 Gpi^3 au début de la saison 2007–2008 de retrait (1er novembre 2007).

Un hiver plus froid que prévu a fait chuter les stocks à leur plus bas volume des trois dernières années, soit 1,4 Gpi^3 au début de la saison d'injection 2008 (1er avril).

■ Période d'injection de l'été 2008

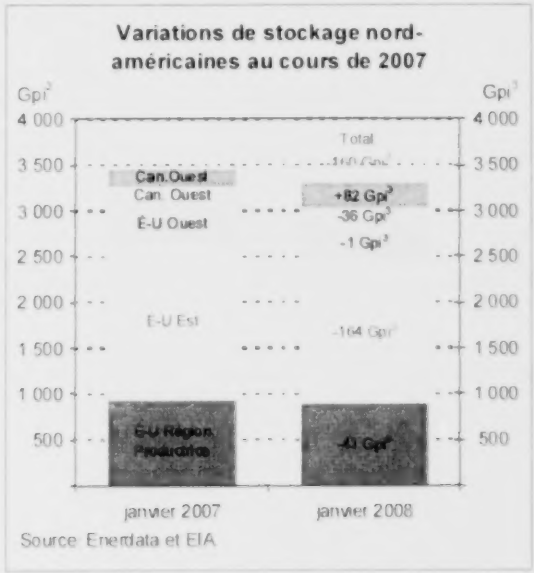
Au début de la période d'injection, les prix étaient relativement élevés. Un été plus froid que prévu, combiné à l'augmentation de la production de gaz de schiste aux É.-U. a fait augmenter la quantité de gaz injecté à environ 2,6 Tpi^3. Comme les niveaux de stockage ont grimpé rapidement, les prix ont chuté. Le 1er novembre 2008, le niveau total de stockage nord-américain était presque à pleine capacité (4 Tpi^3) mais légèrement plus bas que les niveaux records atteints en 2007.

■ Perspectives de stockage pour l'hiver 2008-2009

Les niveaux de stockage au-dessus de la moyenne devraient une fois de plus avoir un effet d'atténuation sur le mouvement des prix durant la saison de chauffage 2008–2009. Combiné avec la possibilité d'un hiver plus chaud que la moyenne, une forte pression baissière pourrait s'exercer sur les prix du gaz naturel. Comme c'est toujours le cas durant la saison de chauffage, la météo reste l'élément inconnu.

■ Changement des niveaux de stockage

Au cours de l'année civile 2007, les volumes de stockage nord-américains sont passés de 3,5 Tpi^3 le 1er janvier 2007 à 3,3 Tpi^3 le 1er janvier 2008, une baisse de 160 Gpi^3. Il s'agit d'une baisse de 5 % pour l'année. Cette variation n'est pas très importante pour la



Canada

dynamique du marché, mais elle l'est pour la réconciliation des différents niveaux d'offre et de demande de gaz naturel en Amérique du Nord au cours de l'année civile. En 2007, la demande a dépassé l'offre ce qui a causé cette baisse de 160 Gpi^3 des niveaux de stocks.

Le graphique de la page précédente illustre les changements des volumes de stockage dans chaque région. La baisse absolue la plus importante (164 Gpi^3) est survenue dans l'est des É.-U., tandis que dans l'est du Canada les volumes ont chuté de 16 %. L'Ouest canadien est la seule région canadienne où les volumes de stockage ont augmenté durant l'année civile 2007.

■ Prix du gaz naturel nord-américain

Chaque jour, sur les différents marchés du gaz naturel partout en Amérique du Nord, des milliers d'acheteurs et de vendeurs effectuent des transactions électroniques ou téléphoniques et s'entendent sur le prix de vente du gaz naturel. Les prix ne sont pas réglementés et fluctuent selon les perceptions qu'ont les acheteurs et les vendeurs des facteurs qui influencent l'offre et la demande. Ces facteurs peuvent avoir une influence à court terme (p. ex., le temps et la demande d'aujourd'hui) ou à long terme (p. ex., le coût prévu pour trouver de nouvelles sources de gaz naturel au cours des cinq prochaines années).

Les différents marchés régionaux du gaz naturel sont connectés par des gazoducs et influencés par les mêmes forces continentales du marché. Conséquemment, le Canada, les États-Unis et à un degré moindre le Mexique forment un grand marché intégré du gaz naturel pour toute l'Amérique du Nord. Généralement, les prix dans les différents marchés régionaux se suivent.

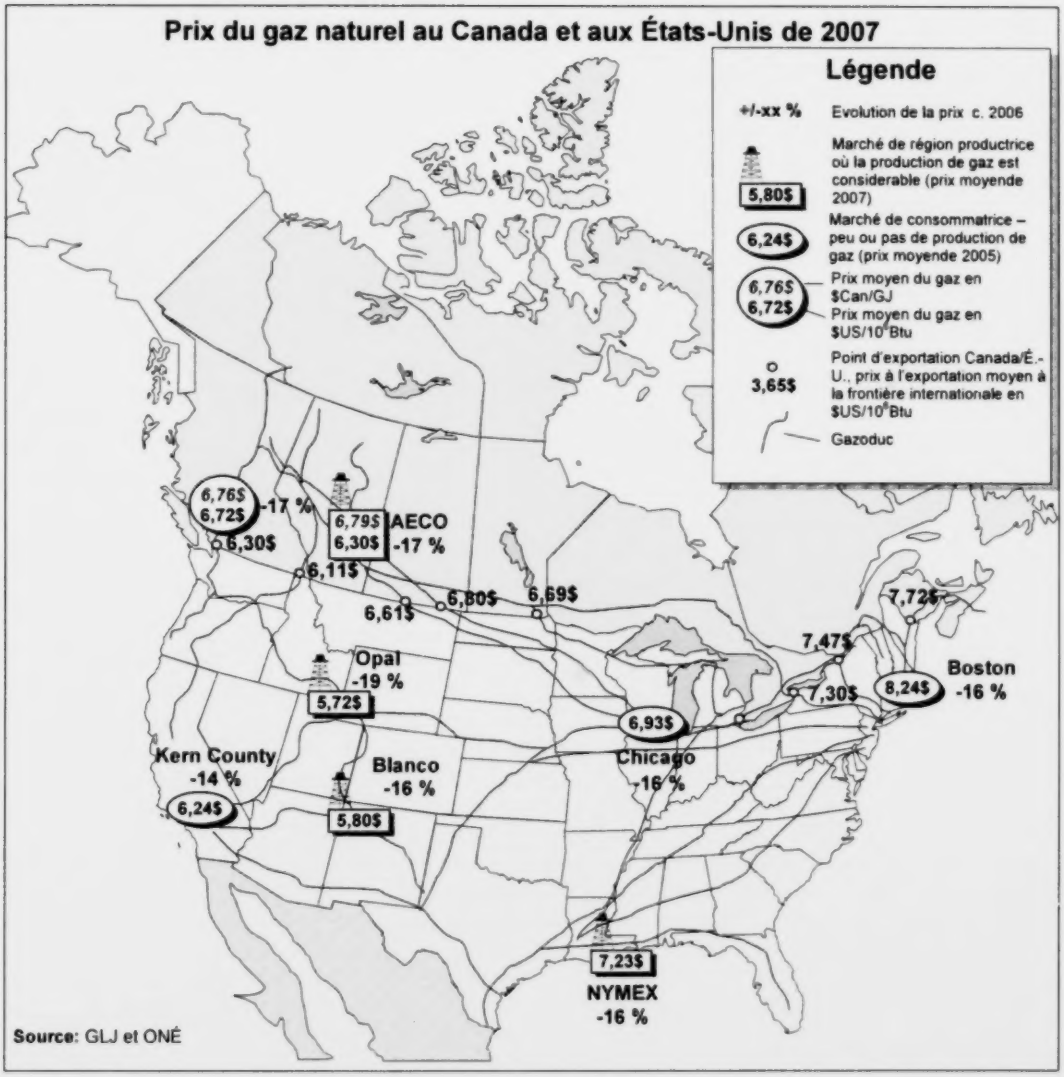
La carte de la page suivante donne les prix moyens du gaz naturel à différents bassins, à différentes plaques tournantes du marché, à différents marchés de consommation et à différents points d'exportation en Amérique du Nord. Les prix reflètent les moyennes sur 12 mois, sauf pour les points d'exportation où ce sont les moyennes pondérées par volume.

Les prix moyens du gaz naturel pour 2007 étaient entre 2 % plus élevés et 31 % en dessous des prix de 2006. Ces prix plus bas reflètent le fait que l'hiver 2007 a été plus doux que la moyenne ainsi que l'absence d'interruptions d'approvisionnement causées par les événements météos tels que les ouragans sur la côte du golfe. Seuls les prix enregistrés dans Kern County (Californie) étaient plus élevés en 2007 avec une légère hausse de 2 %.

Les deux plus importants marchés en Amérique du Nord sont sans doute l'intra-Alberta et l'Henry Hub. Le marché albertain abrite les plus importants volumes pour ce qui est du gaz échangé physiquement avec une moyenne de 11 Gpi^3/j qui transite par cette plaque tournante. Henry Hub, avec seulement 2 Gpi^3/j de transfert de gaz est le point de livraison de référence pour les marchés à terme du NYMEX pour le gaz naturel. C'est le Henry Hub qui compte le plus important volume de transactions. La plupart de ces transactions ne se matérialisent pas en livraisons de gaz naturel.

■ L'influence du pétrole brut sur les prix du gaz naturel

Les produits du brut et autres produits pétroliers sont des substituts du gaz naturel, particulièrement à long terme. Les installations industrielles et de production d'électricité alternent donc quelques fois entre le gaz naturel et les produits pétroliers. Conséquemment, lorsque le prix du pétrole augmente, les utilisateurs essaient de passer au gaz naturel pour économiser. Ceci fait grimper la demande de gaz naturel et par conséquent ses prix. Les



prix du gaz naturel sont donc naturellement influencés par les prix mondiaux du brut et les prix des produits pétroliers nord-américains.

Au cours des dernières années, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord (p. ex., le prix du Henry Hub au NYMEX) ont fluctué dans une bande de prix comprise entre au plus bas le prix par MMBtu de mazout résiduel et au plus élevé le prix par MMBtu du distillat. Comme on peut le constater dans la figure de la page suivante, de 2002 au début de 2006, cette relation était étroite.

Cependant, récemment les prix du gaz naturel et du pétrole se sont dissociés. La hausse rapide des prix du pétrole, combinée aux niveaux élevés de stocks du gaz naturel, a fait que les prix du gaz naturel ont chuté sous la bande des prix des produits pétroliers pour la majorité de l'année 2006 et de 2007. En 2008, les prix du gaz naturel sont demeurés sous la

Canada

normale, en dépit de l'augmentation fulgurante de juillet 2008 à cause des prix du gaz naturel qui essayaient de « rattraper » les prix du brut.

Les analystes comparent souvent le prix du brut par baril avec le prix du gaz naturel par MMBtu. Selon le contenu calorifique de ces deux carburants, le ratio de leurs prix devrait se rapprocher de 6 à 1. Au cours des cinq dernières années, ce ratio était approximativement de 8 à 1. En 2006, le prix du brut WTI a été en moyenne de 66,07 $US le baril et le prix moyen du gaz nature sur le NYMEX a été de 7,23 $/MMBtu — un ratio de 9 à 1. En 2007, cette moyenne a grimpé de 10,5 à 1. Le ratio a continué de grimper en 2008, la moyenne annuelle jusqu'à ce jour (1er novembre) a été de 104,88 $US le baril de brut pour le WTI et 9,23 $US/MMBtu pour le gaz naturel sur le NYMEX, un ratio de 11,4 à 1. Ce ratio élevé indique que le brut est coté trop cher par rapport au gaz naturel, si l'on tient compte strictement du contenu calorifique.

■ Prix régionaux du gaz naturel

Chaque marché régional du gaz naturel a sa propre offre, sa propre demande et ses propres facteurs qui jouent sur les prix. Les prix du gaz naturel sont normalement les plus bas dans les bassins de l'Alberta et des Rocheuses américaines. Ceci reflète bien que dans ces marchés, l'offre dépasse de beaucoup la demande et qu'ils sont éloignés (coûts de transport par gazoducs élevés) des marchés plus coûteux. Les marchés de consommation comme Boston qui sont éloignés des régions productrices affichent les prix les plus élevés. Ceci reflète les coûts de transport associés avec le mouvement du gaz naturel vers les marchés éloignés.

Comme la figure de la page suivante l'indique, la plupart des marchés de gaz naturel nord-américains sont très intégrés et généralement les prix devraient être comparables. Pour autant qu'il existe assez de gazoducs pour connecter ces marchés, la demande ou l'offre peuvent être transférées d'un marché à l'autre, ce qui crée des liens entre les prix. Dans une telle situation d'intégration, la différence de prix entre les régions est plus ou moins égale au coût de transport du gaz naturel entre les régions.

La région des Rocheuses américaines bénéficie des prix du gaz naturel le plus bas et est dissociée du reste du marché nord-américain du gaz naturel. Les Rocheuses ont d'abondantes ressources de gaz de réservoir étanche qui ont été développées au cours des dernières années.

Cependant, il faut noter qu'à cause de la croissance rapide de la production de gaz naturel, la capacité des gazoducs est insuffisante. Ceci veut dire qu'une partie de la production des Rocheuses ne peut donc pas être acheminée hors de cette zone, y créant ainsi un surplus. Cette forte concurrence entre les fournisseurs exerce une importante pression baissière sur les prix. Ceci est particulièrement vrai au carrefour d'Opal dans le Wyoming. Les acheteurs de l'extérieur des Rocheuses n'ont pas accès à l'excès d'approvisionnement de cette région et conséquemment la moyenne des prix à Opal en 2007 a été de 3,96 $US/MMBtu, une baisse de 31 % par rapport à 2006. En 2008, la moyenne des prix à Opal a été de 6,26 $US/MMBtu, beaucoup plus bas que la moyenne annuelle de 9,04 $US/MMBtu observée en 2008 au Henry Hub.

En juin 2008, la partie ouest de 1 150 km du gazoduc Rockies Express (du Colorado au Missouri) a été mise en service avec une capacité de 1,4 Gpi^3/j. La partie est de 1 025 km a fait face à des problèmes de construction et des retards de réglementation et sa mise en service a été reportée à novembre 2009.

Lorqu'il sera terminé, le gazoduc Rockies Express transportera 1,8 Gpi^3/j de gaz des Rocheuses vers les marchés de l'est des É.-U. Ceci devrait réduire l'écart des prix entre les Rocheuses et l'Henry Hub.

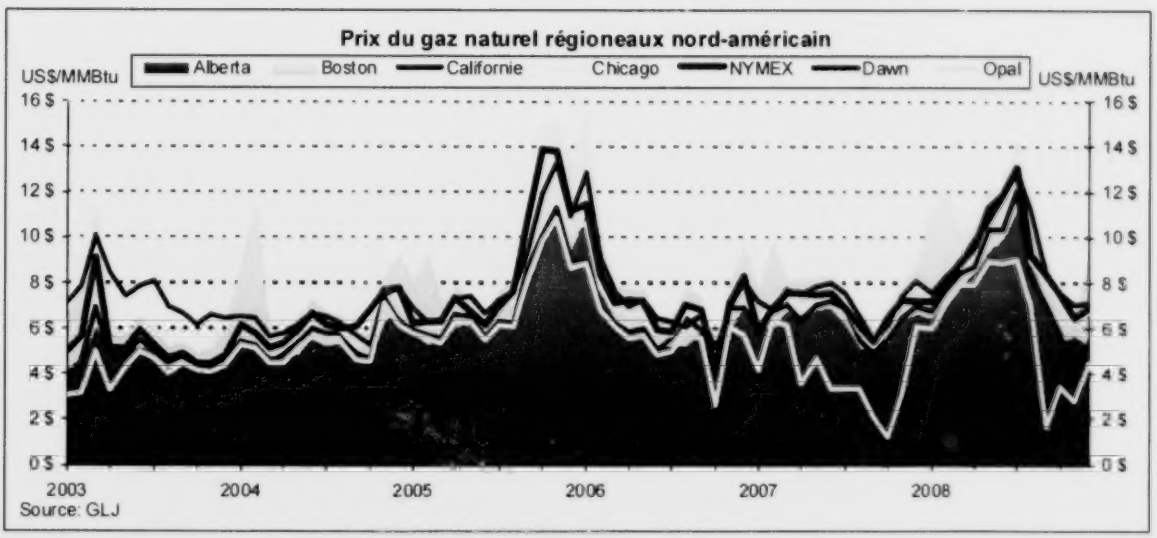
■ Prix du gaz naturel en 2008

Les prix du gaz naturel ont été extrêmement volatils en 2008. L'année a commencé avec des prix relativement stables, affichant à peu près la même moyenne que par les années passées. Un hiver plus froid et la consommation plus élevée qui en a résulté ont fait grimper les prix en mars et en avril. L'importante quantité de gaz retirée des stocks durant les mois d'hiver et les bas niveaux du début de la période d'injection a continué d'exercer des pressions haussières sur les prix durant l'été 2008.

L'augmentation des prix des produits énergétiques (la spéculation semble avoir été la cause de cette augmentation) a contribué à faire grimper les prix du gaz naturel, particulièrement le prix du brut qui a atteint un sommet de 145 $US le baril (prix au comptant journalier) en juillet 2008. Également en juillet, le prix du gaz naturel sur le NYMEX a grimpé à 13,11 $US/MMBtu, une augmentation de 83 % par rapport au prix de janvier 2008.

À l'approche de l'automne, les prix du gaz naturel ont amorcé un déclin rapide causé par une série de facteurs. Tout d'abord, la réalisation que la production américaine était en progression rapide — la production américaine a fait un bond de 6 % entre janvier et septembre en comparaison avec la même période l'année précédente. En deuxième lieu, la crise financière a réduit les attentes relatives à la demande, ce qui a touché les prix du gaz naturel mais également ceux du pétrole et d'autres produits de base. En décembre, le prix sur le NYMEX était de 6,89 $US/MMBtu — une baisse de 47 % sur une période de seulement cinq mois.

La moyenne de prix du gaz naturel de l'Intra-Alberta en 2008 était de 7,73 $/GJ, une augmentation de 23 % par rapport à la moyenne de 2007.



Canada

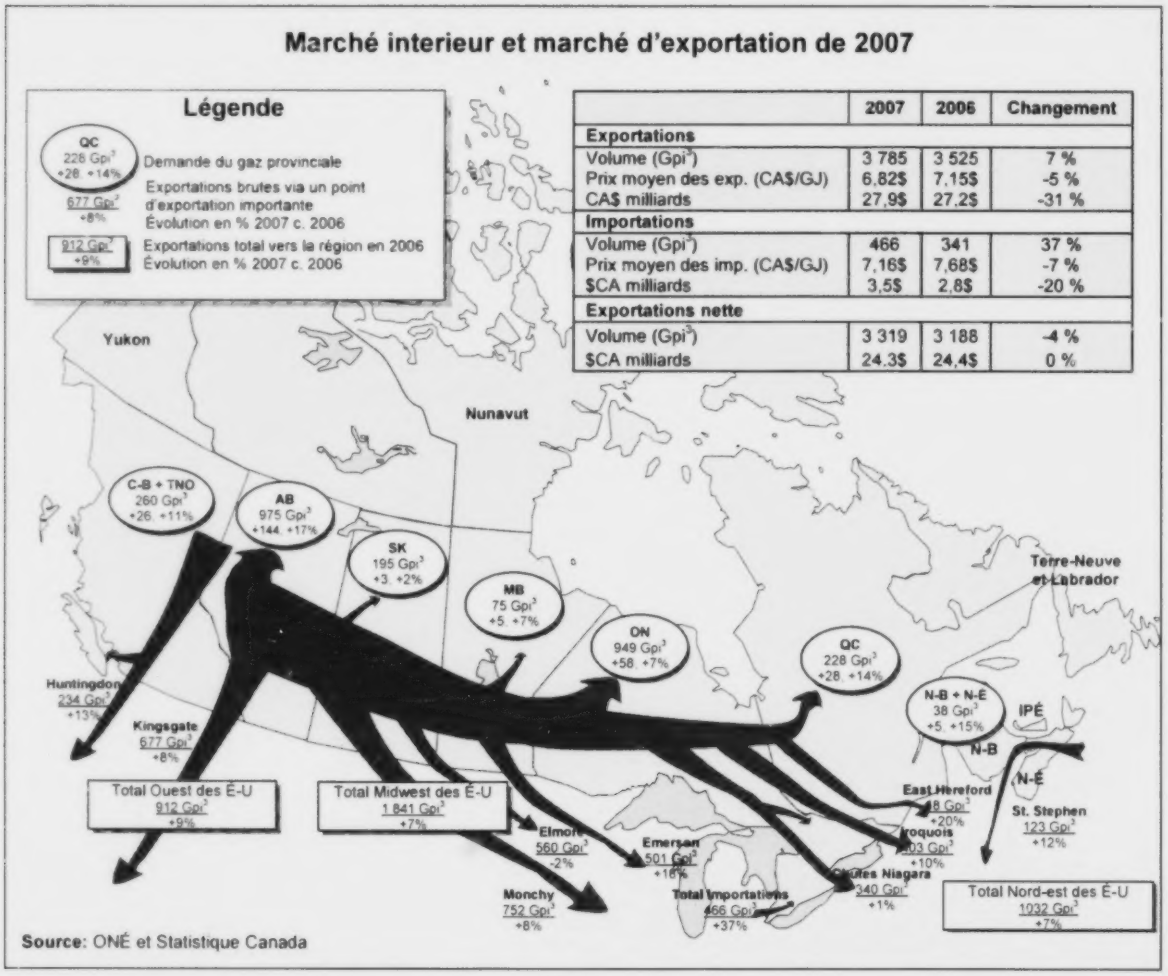
■ Exportations, importations et recettes de gaz naturel

La carte ci-dessous montre les demandes provinciales de gaz naturel en Gpi³ pour 2007, les changements positifs ou négatifs de la demande en Gpi³, le pourcentage de changement de la demande, le volume de gaz exporté (brut) à chaque point international d'exportation et le pourcentage de changement dans les exportations. Le total des exportations brutes de chacune des principales régions exportatrices des É.-U. est aussi fourni. Le tableau dans la carte donne le calcul des exportations brutes et nettes, ainsi que la valeur des exportations de gaz naturel calculées à la frontière internationale. Veuillez noter que la valeur des exportations à la sortie des installations de production sera moindre.

■ Exportations de 2007

Les prix à l'exportation ont été plus bas, mais les volumes et les recettes (au point international d'exportation) étaient tous les deux plus élevés en 2007 par rapport à 2006. Les volumes bruts d'exportation ont atteint des niveaux records en

Marché interieur et marché d'exportation de 2007



	2007	2006	Changement
Exportations			
Volume (Gpi³)	3 785	3 525	7 %
Prix moyen des exp. (CA$/GJ)	6,82$	7,15$	-5 %
CA$ milliards	27,9$	27,2$	-31 %
Importations			
Volume (Gpi³)	466	341	37 %
Prix moyen des imp. (CA$/GJ)	7,16$	7,68$	-7 %
$CA milliards	3,5$	2,8$	-20 %
Exportations nette			
Volume (Gpi³)	3 319	3 188	-4 %
$CA milliards	24,3$	24,4$	0 %

Source: ONÉ et Statistique Canada

Canada

Volumes exportés et ventes intérieures							
	2003	2004	2005	2006	2007	07 c. 06 changement	
			Gpi³			Gpi³	%
Huntingdon (Westcoast)	304	263	272	208	234	26	12.5 %
Kingsgate (TransCanada)	562	674	601	626	677	51	8.1 %
Total Ouest É-U	**866**	**937**	**873**	**834**	**911**	**77**	**9.2 %**
Monchy (TransCanada)	763	759	712	695	752	57	8.2 %
Emerson (TransCanada)	362	417	457	426	501	75	17.6 %
Elmore (Alliance)	567	565	587	570	560	-10	-1.8 %
Miscellaneous	24	35	32	36	28	-8	-22.2 %
Total Midwest É-U	**1 716**	**1 776**	**1 788**	**1 727**	**1 841**	**114**	**6.6 %**
Iroquois (TransCanada)	326	326	365	367	403	36	9.8 %
Niagara Falls/Chippawa (TransCanada)	369	376	436	417	428	11	2.6 %
St. Stephen (MNP)	130	119	136	110	123	13	11.8 %
Miscellaneous	77	69	91	71	78	7	9.9 %
Total Nord-est É-U	**902**	**890**	**1 028**	**965**	**1 032**	**67**	**6.9 %**
Exportations brutes totale	**3 481**	**3 803**	**3 689**	**3 526**	**3 785**	**259**	**7.3 %**
Demande totale canadienne	3 574	2 545	2 472	2 452	2 656	204	8.3 %
Importations au Canada	437	441	377	342	466	124	36.3 %
Exportations nettes totales	**3 044**	**3 162**	**3 312**	**3 184**	**3 319**	**135**	**4.2 %**

Source: ONÉ.
Nota: Exportations nette sont égales pour des exportations brutes sans des importations

2007 avec 3 786 Gpi³ — une augmentation de 260 Gpi³ soit 7 % par rapport à 2006. Même si les prix d'exportation ont baissé (une baisse de 5 % à 6,82 $/GJ), ces volumes plus élevés ont été la cause d'une légère augmentation des recettes des exportations aux points internationaux (une augmentation de 2 % à 27,9 milliards de dollars).

Les exportations brutes ont atteint un sommet en décembre 2007, alors que 370 Gpi³ de gaz naturel ont été exportés aux É.-U. — une augmentation de 18 % comparativement aux volumes de décembre 2006

Les exportations nettes en 2007 représentaient environ 56 % du total du gaz produit au Canada. Depuis 2001, les exportations nettes ont toujours occupé entre 55 % et 60 % de la production canadienne.

■ Exportations de 2008

En se servant des données disponibles au moment de la publication du présent rapport, les exportations brutes de gaz naturel pour les trois premiers trimestres de 2008 étaient de 2 748 Gpi³, 52 Gpi³ (soit 2 %) sous le volume des trois premiers trimestres de 2007.

■Tendances du volume des exportations régionales

Sur une base régionale, les exportations ont reculé de 7 à 9 % sur les marchés américains. Les détails sur les volumes d'exportations et d'importations sont présentés au haut de cette page.

Les exportations vers l'ouest des É.-U. ont fait augmenter la croissance des exportations, avec une hausse de 9,2 % comparativement à l'année précédente. Les exportations à Huntingdon en C.-B. ont augmenté de 12,5 %, en grande partie à cause de la demande de la production d'électricité de la côte ouest des É.-U. La baisse des eaux en Californie a réduit les capacités hydroélectriques et a ainsi fait augmenter la demande en gaz naturel.

Sur les autres marchés, comme ceux du Midwest et du Nord-Est américains, les températures froides de l'hiver 2007 comparativement à 2006 ont fait grimper la demande de gaz naturel pour le chauffage

Volumes exportés et ventes intérieures							
	2003	2004	2005	2006	2007	07 c. 06 changement	
	Gpi³					Gpi³	%
Huntingdon (Westcoast)	304	263	272	208	234	26	12.5 %
Kingsgate (TransCanada)	562	674	601	626	677	51	8.1 %
Total Ouest É-U	**866**	**937**	**873**	**834**	**911**	**77**	**9.2 %**
Monchy (TransCanada)	763	759	712	695	752	57	8.2 %
Emerson (TransCanada)	362	417	457	426	501	75	17.6 %
Elmore (Alliance)	567	565	587	570	560	-10	-1.8 %
Miscellaneous	24	35	32	36	28	-8	-22.2 %
Total Midwest É-U	**1 716**	**1 776**	**1 788**	**1 727**	**1 841**	**114**	**6.6 %**
Iroquois (TransCanada)	326	326	365	367	403	36	9.8 %
Niagara Falls/Chippawa (TransCanada)	369	376	436	417	428	11	2.6 %
St. Stephen (MNP)	130	119	136	110	123	13	11.8 %
Miscellaneous	77	69	91	71	78	7	9.9 %
Total Nord-est É-U	**902**	**890**	**1 028**	**965**	**1 032**	**67**	**6.9 %**
Exportations brutes totals	**3 481**	**3 603**	**3 689**	**3 526**	**3 785**	**259**	**7.3 %**
Demande totale canadienne	3 574	2 545	2 472	2 452	2 656	204	8.3 %
Importations au Canada	437	441	377	342	466	124	36.3 %
Exportations nettes totales	**3 044**	**3 162**	**3 312**	**3 184**	**3 319**	**135**	**4.2 %**

Source: ONÉ.
Nota: Exportations nette sont égales pour des exportations brutes sans des importations

2007 avec 3 786 Gpi³ — une augmentation de 260 Gpi³ soit 7 % par rapport à 2006. Même si les prix d'exportation ont baissé (une baisse de 5 % à 6,82 $/GJ), ces volumes plus élevés ont été la cause d'une légère augmentation des recettes des exportations aux points internationaux (une augmentation de 2 % à 27,9 milliards de dollars).

Les exportations brutes ont atteint un sommet en décembre 2007, alors que 370 Gpi³ de gaz naturel ont été exportés aux É.-U. — une augmentation de 18 % comparativement aux volumes de décembre 2006

Les exportations nettes en 2007 représentaient environ 56 % du total du gaz produit au Canada. Depuis 2001, les exportations nettes ont toujours occupé entre 55 % et 60 % de la production canadienne.

■ Exportations de 2008

En se servant des données disponibles au moment de la publication du présent rapport, les exportations brutes de gaz naturel pour les trois premiers trimestres de 2008 étaient de 2 748 Gpi³, 52 Gpi³ (soit 2 %) sous le volume des trois premiers trimestres de 2007.

■Tendances du volume des exportations régionales

Sur une base régionale, les exportations ont reculé de 7 à 9 % sur les marchés américains. Les détails sur les volumes d'exportations et d'importations sont présentés au haut de cette page.

Les exportations vers l'ouest des É.-U. ont fait augmenter la croissance des exportations, avec une hausse de 9,2 % comparativement à l'année précédente. Les exportations à Huntingdon en C.-B. ont augmenté de 12,5 %, en grande partie à cause de la demande de la production d'électricité de la côte ouest des É.-U. La baisse des eaux en Californie a réduit les capacités hydroélectriques et a ainsi fait augmenter la demande en gaz naturel.

Sur les autres marchés, comme ceux du Midwest et du Nord-Est américains, les températures froides de l'hiver 2007 comparativement à 2006 ont fait grimper la demande de gaz naturel pour le chauffage

durant la saison froide. Les exportations vers ces régions ont augmenté respectivement de 6,6 % et de 6,9 %.

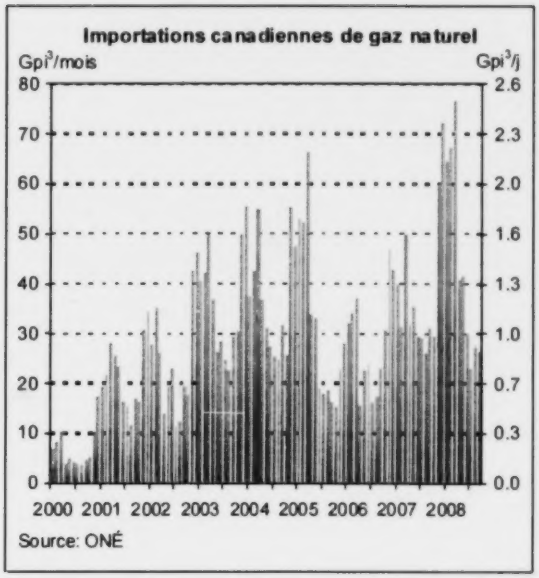
Le point d'exportation qui a connu la plus importante hausse était Emerson, Manitoba avec une augmentation de 18 %. Emerson est situé près de la frontière, au sud de l'emplacement où le gazoduc TransCanada bifurque vers les gazoducs qui traversent le nord de l'Ontario et d'autres qui se dirigent au Sud vers le Midwest américain. Une partie de ce gaz exporté qui passe par Emerson sert au marché du Midwest et une partie est importée au Canada par les points d'importation du sud de l'Ontario.

St. Stephen, au Nouveau-Brunswick a vu ses exportations augmenter de 13 Gpi^3 ou 11,8 %. Cette augmentation des volumes d'exportations est attribuable à l'ajout de compression au Sable Offshore Energy Project (Sable). La production de Sable a commencé en 2000 et a atteint un sommet de presque 590 millions de pieds cubes par jour (Gpi^3) en décembre 2001. Depuis, la production de Sable a chuté. En 2006, Sable a produit 144 Gpi^3, une augmentation de 125 Gpi^3 par rapport à 2006. La majorité de la production de Sable est exportée vers les É.-U. par le point d'exportation de St. Stephen. En 2007, environ 85 % de la production de Sable a été exportée aux É.-U., les 15 % restants servant à la consommation de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick.

■ Les importations canadiennes de gaz naturel

Les importations canadiennes de gaz naturel ont atteint un sommet de 466 Gpi^3 en 2007 — une augmentation de 36,3 % sur 2006. Une partie du gaz exporté du Canada est réimporté. Les importations de gaz naturel ont augmenté avec le temps, car les acheteurs sur les marchés de consommation tels que le sud de l'Ontario trouvent que le gaz importé des É.-U. est moins cher.

À l'heure actuelle, toutes les importations de gaz naturel au Canada proviennent des É.-U. par les gazoducs du sud de l'Ontario. Les principaux



points d'importation canadiens de Courtright (Vector), Sarnia (Great Lakes Gas Transmission) et St. Clair (Michigan Consolidated) sont tous situés dans le sud de l'Ontario près du point frontalier de Detroit. La construction du gazoduc Vector étant terminée, les importations dans le sud de l'Ontario ont rapidement pris de l'essor à partir de 2001.

Cependant, à partir de 2009, le Canada devrait commencer à importer du GNL au terminal de Canaport à Saint John au Nouveau-Brunswick. Canaport est équipé d'installations de regazéification d'une capacité de 1 Gpi^3/j, et environ 75 % de ce GNL importé devrait être réexporté comme gaz naturel vers les marchés du nord-est des É.-U.

Le graphique ci-dessus montre la volatilité des importations canadiennes et indique clairement les tendances saisonnières. Dans le passé, les volumes d'importation ont généralement doublé durant les mois les plus froids, pour répondre aux pics de demande de l'Ontario et du Québec. Les importations totales entre avril et septembre 2007 se sont chiffrées à 183 Gpi^3, et les importations totales entre octobre 2007 et mars 2008 ont été de 370 Gpi^3.

Le graphique illustre également la tendance grandissante des importations de gaz. En 2000, seulement 83 Gpi^3 de gaz naturel ont été importés au Canada. En 2007 le volume a atteint 466 Gpi^3, une hausse moyenne annuelle de 28 % .

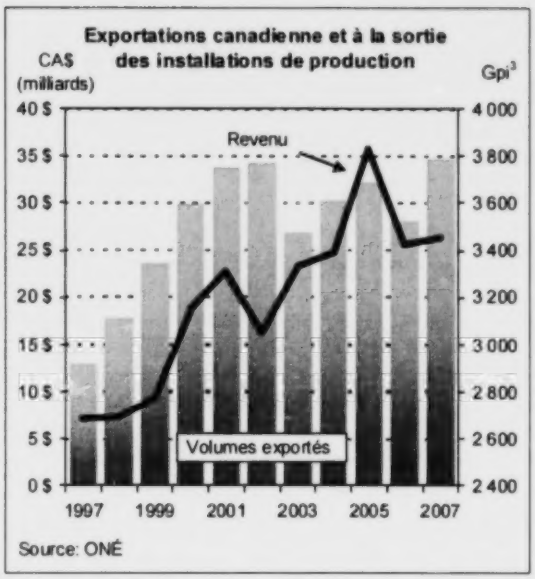
■ Revenus nationaux et à la sortie des installations de production

Le tableau qui se trouve dans la carte de la page 26 calcule les revenus des exportations et les dépenses d'importations en se servant des prix du gaz naturel au point international d'exportation. Cependant, ces prix incluent certains coûts de transport dans les gazoducs, et bien qu'ils reflètent la valeur de l'industrie du gaz naturel à la balance commerciale du Canada, ils surestiment les revenus reçus par les producteurs qui exportent du gaz naturel.

Une meilleure indication des revenus engrangés par les producteurs peut être calculée en utilisant le prix à la sortie des installations de production (c.-à-d. le prix du gaz naturel au moment de sa sortie des installations de production).

Si l'on utilise le prix à la sortie des installations de production, les revenus d'exportation ont légèrement augmenté en 2007, en grande partie à cause des volumes records d'exportation de 3 785 Gpi^3 (augmentation de 7 % par rapport à 2006). Le graphique dans la partie supérieure droite de cette page illustre le volume des exportations de gaz naturel et les revenus d'exportations d'après les prix à la sortie des installations de production. Les revenus totaux d'exportation pour 2007 se sont chiffrés à 26,4 milliards de dollars — 3 % d'augmentation par rapport à 2006 — mais 26 % de moins que le record de 35,7 milliards de dollars atteints en 2005.

Pour les revenus du producteur à la sortie des installations de production provenant des ventes



intérieures, le volume (la demande totale canadienne de gaz moins les importations brutes) a été multiplié par une moyenne pondérée des prix à la sortie des installations de production en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. En 2007, le prix moyen à la sortie des installations de production a été calculé à 6,10 $/GJ, une chute de 7 % comparativement au prix de 2006 qui était de 6,55 $/GJ.

Les volumes vendus sur le marché intérieur canadien ont augmenté de 7 %, ce qui a compensé la baisse des revenus nets; ainsi les revenus des ventes intérieures en 2007 ont été de 14,7 milliards de dollars, les mêmes qu'en 2006.

Les revenus totaux des producteurs (ventes d'exportation et intérieures) à la sortie des installations de production pour 2007 ont été de 41,1 milliards de dollars, une augmentation de 2 % par rapport aux 40,3 milliards de dollars de 2006.

Canada

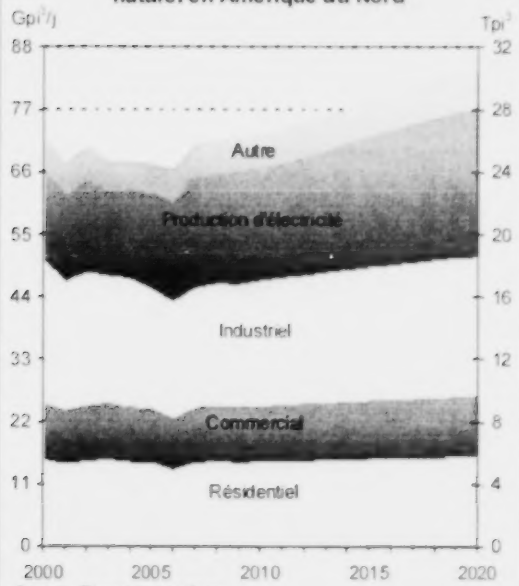
Perspectives jusqu'en 2020

■ La demande nord-américaine de gaz naturel

Dans cette section sur les perspectives, pour chaque variable abordée (la production, la demande, les prix, etc.), de trois à cinq prévisions provenant de différentes sources fiables comme des consultants et des organismes gouvernementaux ont été utilisées pour obtenir un consensus sur les perspectives de chaque variable jusqu'en 2020. Les prévisions consensuelles sont calculées en utilisant une moyenne non pondérée de chaque prévision. Dans certains graphiques les prévisions maximum et minimum sont illustrées pour indiquer l'étendue des opinions individuelles.

Les prévisions individuelles utilisées pour le calcul de chaque consensus ont été publiées entre août et novembre 2008. Ces prévisions individuelles à long terme ne sont normalement publiées qu'une fois par an, bien que certains consultants fassent une mise à jour de leurs données annuellement ou trimestriellement. Chaque prévision individuelle utilisée était la plus récente au moment de la publication du présent rapport. Il est intéressant de noter que l'année 2008 a été marquée par la volatilité des marchés financiers et des produits de base ainsi que des changements spectaculaires continuels en ce qui a trait aux attentes sur l'avenir.

Croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord



Source Divers conseillers

Nota Moyenne ou interprétation "consensuelle" des prévisions de divers organismes.

■ Demande totale nord-américaine de gaz naturel

La figure à gauche montre que la demande nord-américaine va passer de 26,1 billions de pieds cubes (Tpi^3) en 2008 à 30,6 Tpi^3 en 2020, une hausse de 1,3 % par année. Les prévisions consensuelles pour cette année de la demande en 2020 sont 1,2 Tpi^3 plus élevées que celles de l'an dernier.

Le gaz naturel est le carburant de prédilection des consommateurs résidentiels et commerciaux au Canada et aux É.-U. La demande de gaz naturel par ces deux secteurs devrait demeurer relativement stable, particulièrement à cause du remplacement de systèmes de gaz naturel vieillissants par des appareils plus efficaces. Ces améliorations d'efficacité ont causé une réduction de la consommation par utilisateur, particulièrement dans les marchés de vieilles habitations comme le Midwest et la région du centre du littoral américain.

La croissance économique et l'augmentation de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité sont des facteurs commerciaux importants pour la période couverte par les prévisions. Aux É.-U., l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité devrait croître de 6,8 Tpi^3 en 2008 à 9,1 Tpi^3 en 2020, ce qui

Canada

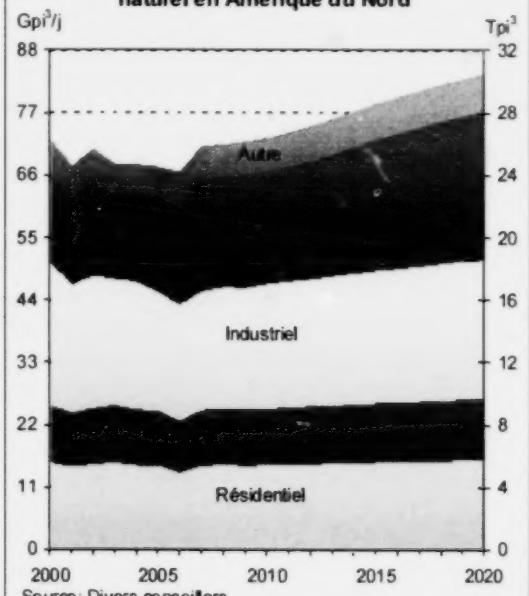
Perspectives jusqu'en 2020

■ La demande nord-américaine de gaz naturel

Dans cette section sur les perspectives, pour chaque variable abordée (la production, la demande, les prix, etc.), de trois à cinq prévisions provenant de différentes sources fiables comme des consultants et des organismes gouvernementaux ont été utilisées pour obtenir un consensus sur les perspectives de chaque variable jusqu'en 2020. Les prévisions consensuelles sont calculées en utilisant une moyenne non pondérée de chaque prévision. Dans certains graphiques les prévisions maximum et minimum sont illustrées pour indiquer l'étendue des opinions individuelles.

Les prévisions individuelles utilisées pour le calcul de chaque consensus ont été publiées entre août et novembre 2008. Ces prévisions individuelles à long terme ne sont normalement publiées qu'une fois par an, bien que certains consultants fassent une mise à jour de leurs données annuellement ou trimestriellement. Chaque prévision individuelle utilisée était la plus récente au moment de la publication du présent rapport. Il est intéressant de noter que l'année 2008 a été marquée par la volatilité des marchés financiers et des produits de base ainsi que des changements spectaculaires continuels en ce qui a trait aux attentes sur l'avenir.

Croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord



Source: Divers conseillers

Nota: Moyenne ou interprétation "consensuelle" des prévisions de divers organismes.

■ Demande totale nord-américaine de gaz naturel

La figure à gauche montre que la demande nord-américaine va passer de 26,1 billions de pieds cubes (Tpi^3) en 2008 à 30,6 Tpi^3 en 2020, une hausse de 1,3 % par année. Les prévisions consensuelles pour cette année de la demande en 2020 sont 1,2 Tpi^3 plus élevées que celles de l'an dernier.

Le gaz naturel est le carburant de prédilection des consommateurs résidentiels et commerciaux au Canada et aux É.-U. La demande de gaz naturel par ces deux secteurs devrait demeurer relativement stable, particulièrement à cause du remplacement de systèmes de gaz naturel vieillissants par des appareils plus efficaces. Ces améliorations d'efficacité ont causé une réduction de la consommation par utilisateur, particulièrement dans les marchés de vieilles habitations comme le Midwest et la région du centre du littoral américain.

La croissance économique et l'augmentation de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité sont des facteurs commerciaux importants pour la période couverte par les prévisions. Aux É.-U., l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité devrait croître de 6,8 Tpi^3 en 2008 à 9,1 Tpi^3 en 2020, ce qui

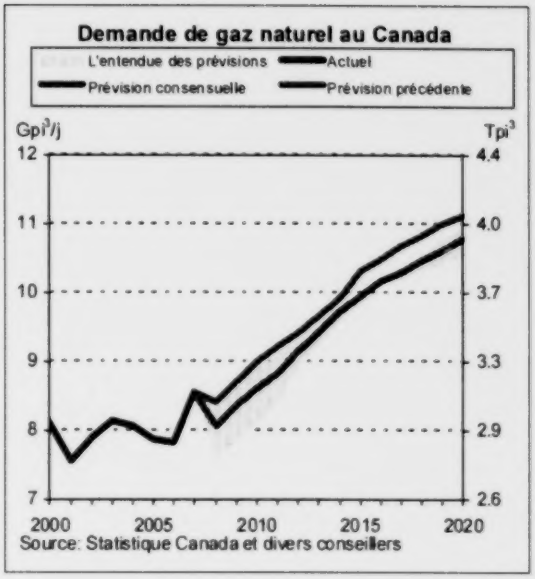
Canada

représente 66 % de la croissance de la demande aux É.-U. durant la période de prévisions (et 51 % de l'augmentation de la demande pour l'Amérique du Nord). La demande industrielle aux É.-U. augmente légèrement de 0,4 Tpi^3 à 7,2 Tpi^3 durant la période de prévisions.

■ Demande canadienne

Les prévisions consensuelles de demande de gaz naturel au Canada sont illustrées en haut à droite. Si l'on utilise la moyenne de ces prédictions, la demande devrait augmenter de 2,9 Tpi^3 en 2008 à 3,9 Tpi^3 en 2020, soit une augmentation moyenne annuelle de 2,3 %. Ces prévisions consensuelles sont presque inchangées depuis l'an dernier, alors que la demande canadienne était de 4 Tpi^3 pour 2020. Les prévisions individuelles pour chaque consultant varient très peu, — 3,9 Tpi^3 est la prévision de demande la plus basse et 4 Tpi^3 la plus élevée.

Les chiffres prédisent une augmentation de la demande industrielle au Canada (y compris les sables bitumineux) de 0,66 Tpi^3 entre 2008 et 2020, causée en grande partie par une demande accrue des producteurs de sables bitumineux de l'Alberta. Il s'agit d'une augmentation de 50 % sur les prévisions de 0,44 Tpi^3 d'augmentation de la demande de l'an dernier. En plus des sables bitumineux et du raffinage du pétrole, le secteur industriel inclut d'autres industries énergivores telles que la fabrication, les pâtes et papiers, l'industrie pétrochimique et la métallurgie. Les améliorations apportées à l'efficacité énergétique ainsi que la continuation de la récession économique nord-américaine pourraient contribuer à une baisse de la demande de gaz naturel.



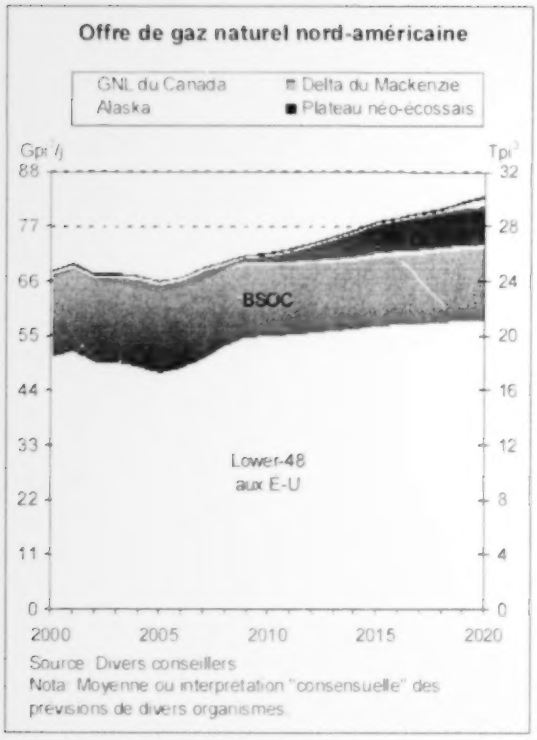
La demande de gaz pour la production d'électricité au Canada, augmente de 0,16 Tpi^3, principalement à cause des nouvelles installations de groupes électrogènes au gaz naturel de l'Ontario et de l'Alberta.

La politique de l'Ontario de fermer ses centrales au charbon et de les remplacer par des centrales au gaz naturel, créera une plus grande dépendance sur les centrales au gaz pour répondre à la demande de pointe en électricité de l'Ontario.

La demande industrielle et la demande de production d'électricité comptent respectivement pour 68 % et 17 % de la croissance de la demande durant la période de prévisions, tandis que la demande résidentielle, commerciale et pour d'autres buts demeure relativement stable.

■ L'offre nord-américaine de gaz naturel

Si l'on en croit les moyennes de prévisions utilisées dans la figure en haut à gauche de la page suivante, l'Amérique du Nord verra une production légèrement plus élevée dans plusieurs de ses bassins. Ceci est en contraste avec les prévisions précédentes qui indiquaient



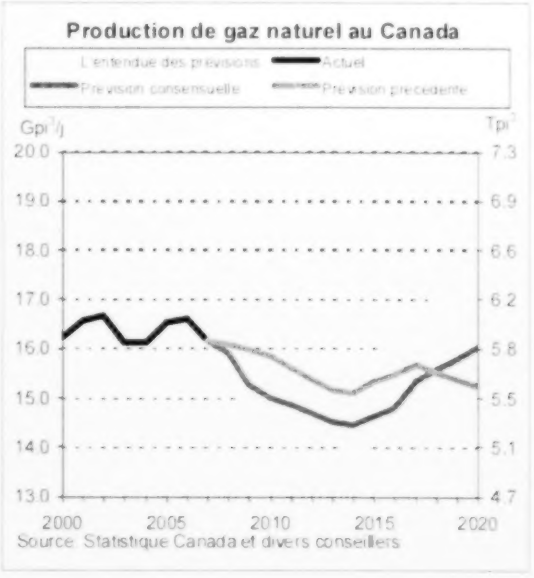
une baisse de la production du Lower-48 et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) entre 2008 et 2020. Même si les coûts de forage ont augmenté, les bassins conventionnels ont atteint leur maturité, les prix du gaz naturel ont régressé et la production à partir des ressources non conventionnelles a augmenté, particulièrement aux É.-U. Bien que le Canada n'ait pas encore atteint des niveaux de production importants pour le gaz de schiste et le gaz de réservoir étanche, ces ressources, qui sont situées surtout en C.-B. devraient à l'avenir s'ajouter à la production du BSOC.

L'événement à retenir pour l'an dernier est le niveau élevé d'importations de GNL en Amérique du Nord. Cependant, les perspectives pour le GNL sont beaucoup moins reluisantes. Les prévisions d'importation de GNL vers les É.-U. en 2020 se chiffrent maintenant à 6,2 Gpi^3/j, une diminution de 55 % depuis les prévisions de 13,9 Gpi^3/j de l'an dernier. Les prévisions d'importation de GNL pour le Canada, même si elles sont beaucoup moins importantes que les importations américaines, ont fait une chute tout aussi considérable — de 1,8 Gpi^3/j à 0,8 Gpi^3/j un recul de 56 %. Tout de même, si l'on se fie aux prévisions consensuelles, le GNL devrait fournir 8 % des besoins énergétiques de l'Amérique du Nord en 2020, une augmentation de 2 à 3 % de l'offre actuelle de GNL.

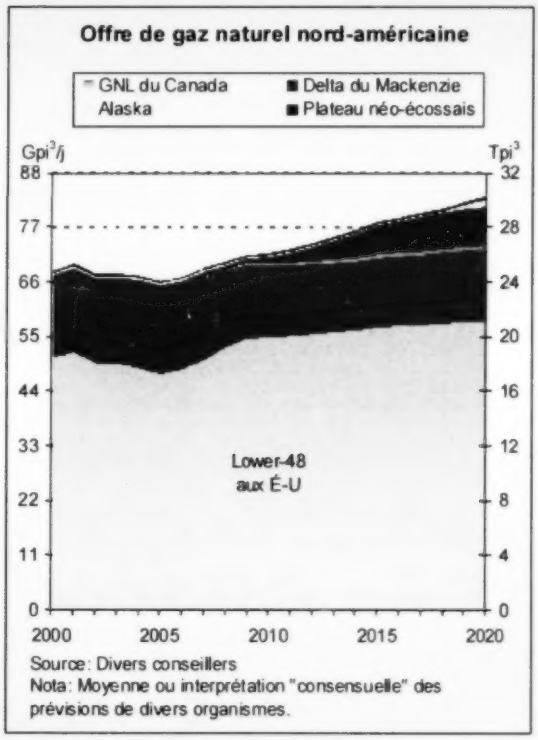
Les dates moyennes d'entrée en service sont 2017 pour le projet gazier du Mackenzie et 2020 pour le gazoduc de gaz naturel de l'Alaska. Les dates d'entrée en services annoncées par les promoteurs sont respectivement 2014 et 2018.

En général, l'offre de gaz naturel nord-américaine va passer de 25,6 Tpi^3 en 2008 à 30,4 Tpi^3 en 2020, dont 27,8 Tpi^3 proviendraient de sources intérieures.

Remarque : bien que tous les efforts aient été faits pour assurer l'exactitude des données du présent rapport, les prévisions consensuelles sur l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord peuvent ne pas être égales aux prévisions consensuelles pour la demande de chaque année à cause de l'exclusion des articles d'équilibrage et des variations annuelles de stockage calculées par chaque organisation.



Canada



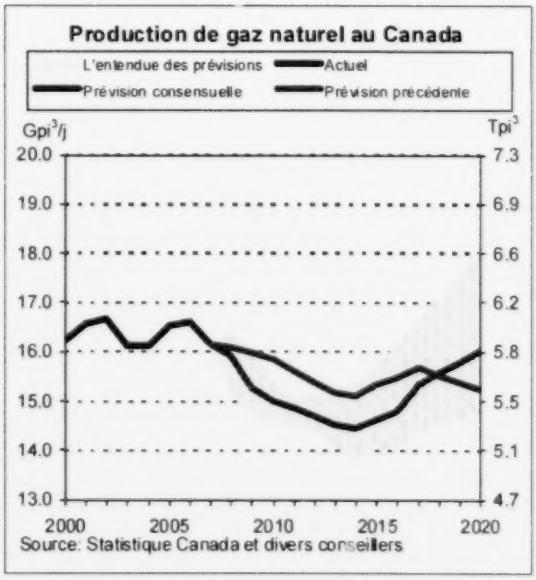
une baisse de la production du Lower-48 et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) entre 2008 et 2020. Même si les coûts de forage ont augmenté, les bassins conventionnels ont atteint leur maturité, les prix du gaz naturel ont régressé et la production à partir des ressources non conventionnelles a augmenté, particulièrement aux É.-U. Bien que le Canada n'ait pas encore atteint des niveaux de production importants pour le gaz de schiste et le gaz de réservoir étanche, ces ressources, qui sont situées surtout en C.-B. devraient à l'avenir s'ajouter à la production du BSOC.

L'évènement à retenir pour l'an dernier est le niveau élevé d'importations de GNL en Amérique du Nord. Cependant, les perspectives pour le GNL sont beaucoup moins reluisantes. Les prévisions d'importation de GNL vers les É.-U. en 2020 se chiffrent maintenant à 6,2 Gpi^3/j, une diminution de 55 % depuis les prévisions de 13,9 Gpi^3/j de l'an dernier. Les prévisions d'importation de GNL pour le Canada, même si elles sont beaucoup moins importantes que les importations américaines, ont fait une chute tout aussi considérable — de 1,8 Gpi^3/j à 0,8 Gpi^3/j un recul de 56 %. Tout de même, si l'on se fie aux prévisions consensuelles, le GNL devrait fournir 8 % des besoins énergétiques de l'Amérique du Nord en 2020, une augmentation de 2 à 3 % de l'offre actuelle de GNL.

Les dates moyennes d'entrée en service sont 2017 pour le projet gazier du Mackenzie et 2020 pour le gazoduc de gaz naturel de l'Alaska. Les dates d'entrée en services annoncées par les promoteurs sont respectivement 2014 et 2018.

En général, l'offre de gaz naturel nord-américaine va passer de 25,6 Tpi^3 en 2008 à 30,4 Tpi^3 en 2020, dont 27,8 Tpi^3 proviendraient de sources intérieures.

Remarque : bien que tous les efforts aient été faits pour assurer l'exactitude des données du présent rapport, les prévisions consensuelles sur l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord peuvent ne pas être égales aux prévisions consensuelles pour la demande de chaque année à cause de l'exclusion des articles d'équilibrage et des variations annuelles de stockage calculées par chaque organisation.



Canada

■ Production canadienne

Les prévisions consensuelles pour la production canadienne de gaz naturel, si on les compare aux prévisions de l'an dernier, sont légèrement plus pessimistes à court terme. La hausse des coûts de forage et la baisse des prix du gaz naturel ont réduit la production conventionnelle du BSOC. D'ici 2013, la nouvelle production de schiste en provenance de la C.-B. va commencer à compenser la tendance à la baisse du BSOC et d'ici 2018, le projet gazier Mackenzie va ajouter 0,7 Gpi^3/j additionnel à la production canadienne.

La situation économique des projets de gaz de schiste s'est améliorée considérablement — les nouvelles technologies ont diminué les coûts de forage et de fracturation hydraulique de la pierre de schiste. Les volumes initiaux élevés améliorent les rendements financiers pour chaque puits. L'infrastructure est encore insuffisante en C.-B. pour transporter le gaz de schiste et le gaz de réservoir étanche vers les marchés, contrairement à certains bassins américains. Les prévisions individuelles pour la production de la Colombie-Britannique en 2020 varient de 2,7 Gpi^3/j à 5,1 Gpi^3/j.

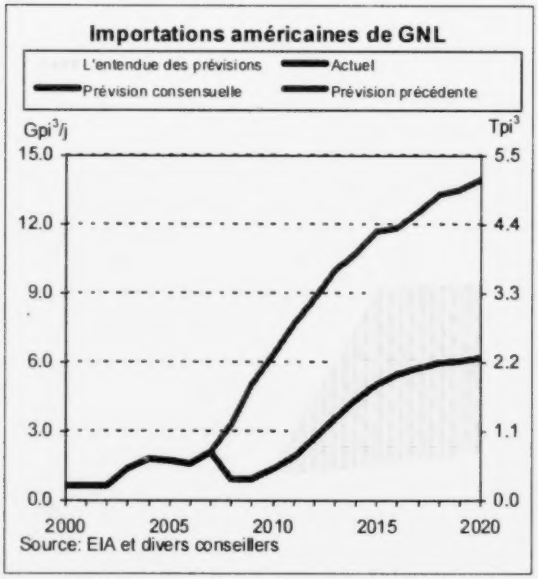
Les points de vues divergent tout de même au sujet de la production canadienne, particulièrement sur la date d'entrée en service du projet gazier du Mackenzie et sur l'étendue du déclin de la production conventionnelle dans le BSOC.

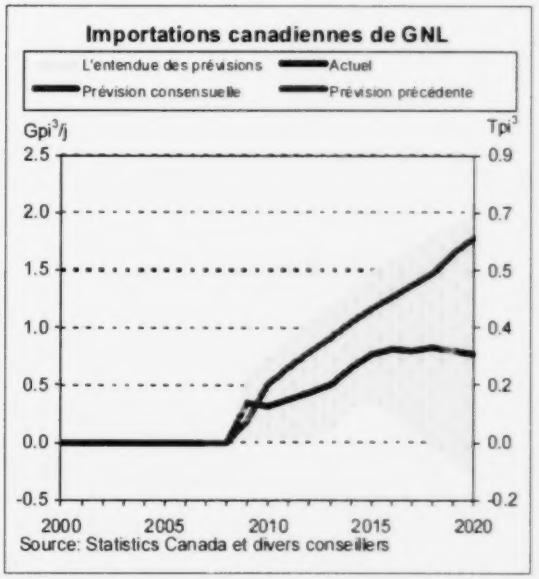
En général, les attentes sont que la production canadienne de gaz naturel va demeurer stable à 5,9 Tpi^3 en 2020, pratiquement le même volume qu'en 2007. Cependant, la production baissera jusqu'à 5,3 Tpi^3 en 2014 avant d'inverser sa tendance à la baisse.

■ Importations de GNL

Au cours des dernières années, plusieurs prévisions concernant les importations de GNL en Amérique du Nord ont considérablement changé, et le pessimisme s'est installé concernant l'importance du rôle du GNL sur le marché du GNL sur ce continent.

L'an dernier, les prévisions d'importations de GNL aux É.-U. se situaient entre 10 et 16 Gpi^3/j pour 2020, la moyenne étant de 13,9 Gpi^3/j. Aujourd'hui, les prévisions sont entre 2 et 9,4 Gpi^3/j, les prévisions consensuelles étant de 6,2 Gpi^3/j en 2020. La vue à court terme de tous





Canada

les consultants et de l'AIE a également beaucoup changé; ils prévoient des importations de GNL vers les É.-U. basses et en déclin entre 2008 et 2010. Les importations devraient reprendre après 2010, mais à un taux beaucoup plus lent que les prévisions du rapport de l'an dernier.

Les importations de GNL au Canada sont beaucoup moins élevées relativement à celles vers les É.-U. Mais si au moment d'aller sous presse le Canada n'importe pas encore de GNL, on s'attend à ce que les importations atteignent 0,8 Gpi^3/j d'ici 2020. Le premier terminal de GNL canadien, Canaport, devrait entrer en en 2009.

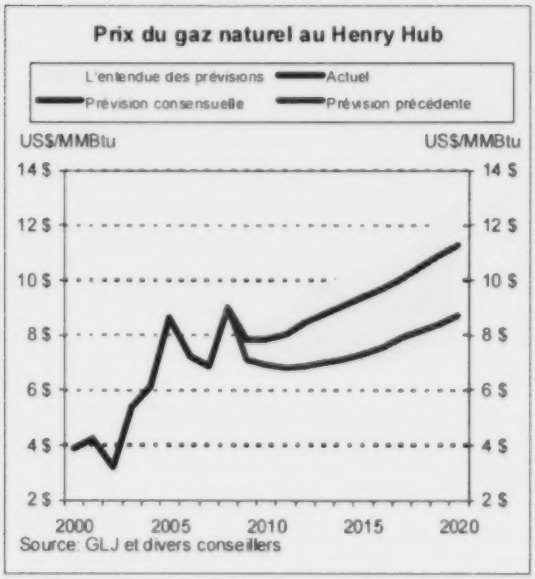
Le GNL devrait donc continuer à jouer un rôle dans l'avenir de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord. Cependant, il existe beaucoup d'incertitude à savoir quelle proportion de cette demande sera satisfaite par le GNL et par les ressources intérieures, particulièrement les gaz de schiste et le gaz de l'Arctique.

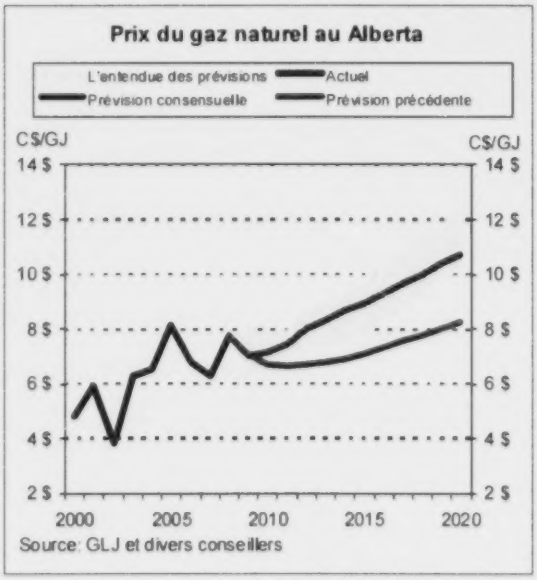
■ Prix du gaz naturel nord-américain

Les prix du gaz naturel sont influencés par plusieurs facteurs et sont donc très difficiles à prédire. Les conditions météoroiogiques qui sont le facteur le plus important sont très imprévisibles. Les prix du brut qui sont également difficiles à prédire ont également un effet considérable sur les prix du gaz naturel.

Les deux figures qui suivent illustrent le consensus pour les deux plus importants marchés du gaz naturel, l'Henry Hub et l'intra-Alberta.

Le prix du consensus de cette année pour l'Henry Hub est beaucoup plus haussier que celui rapporté par RNCan l'an dernier. Les prévisions moyennes de l'an dernier étaient à 8,71 $US/MMBtu en 2020. Les prévisions moyennes cette année sont de 11,30 $US/MMBtu en 2020. L'étendue des





Canada

prévisions individuelles augmente plus on avance dans le temps.

Les prévisions consensuelles pour le marché intra-Alberta voient les prix augmenter considérablement de 4 % par année, mais sur une période moins étendue que les prévisions de prix de l'Henry Hub. En 2020, on prévoit que les prix de l'intra-Alberta seront à 10,73 $/GJ, une augmentation sur les prévisions de 8,28 $/GJ de l'an dernier.

Bien que les deux prévisions consensuelles voient les prix augmenter à long terme, l'incertitude règne pour l'instant sur les prix du gaz naturel et leurs tendances.

■ Exportations, importations et recettes de gaz naturel

■ Exportations

La figure à droite montre les moyennes projetées de l'offre de gaz naturel au Canada (y compris les importations de GNL), ainsi que la demande intérieure. La différence entre les deux donne la quantité de gaz naturel disponible pour l'exportation aux É.-U. (les exportations nettes).

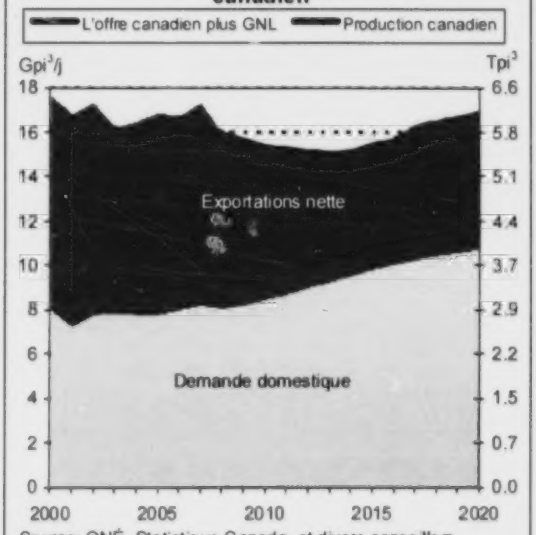
En utilisant cette méthode, on prévoit que les exportations nettes aux É.-U. chuteront de 3,3 Tpi^3 en 2007 à 2,2 Tpi^3 en 2020. Comme on s'attend à ce que la demande canadienne de gaz naturel croisse plus rapidement que l'offre, les exportations nettes risquent de disparaître progressivement.

Remarquez que pour la partie historique de ce graphique de 2000 à 2007, la production canadienne n'est pas exactement égale à la somme de la demande intérieure et des exportations nettes. Ceci est dû en partie aux changements dans le stockage.

Veuillez noter également que les exportations nettes illustrées ici ne sont applicables que pour les É.-U. et représentent les quantités de gaz qui passent du Canada vers les É.-U. (exportations brutes), moins les quantités qui passent des É.-U. vers le Canada (importations brutes).

Le GNL qui entre au Canada est une importation. Cependant après avoir été importé, il fait partie de l'offre totale canadienne de gaz naturel.

L'offre, la demande et les exportations nette canadien*



Source: ONÉ, Statistique Canada, et divers conseillers.
* Exportations nette c. les États-Unis.

■ Importations à partir des É.-U.

Les importations de l'Ontario en provenance des É.-U. ont connu une croissance considérable au cours des dernières années, et ce, pour plusieurs raisons. En premier lieu, la demande de gaz naturel en Alberta, en particulier pour la production de sables bitumineux, continue d'augmenter, même si on s'attend à ce que la production fléchisse. Ceci diminue la quantité de

Canada

gaz qui peut quitter l'Ouest canadien en direction des marchés de l'Est.

En deuxième lieu, la production de gaz naturel aux É.-U., particulièrement celle des Rocheuses et du schiste de Barnett continue d'augmenter. Les gazoducs, tel le Rockies Express, sont en construction pour trouver de nouveaux marchés du gaz. Lorsque ce gaz fera son chemin à travers le Midwest américain, davantage de gaz sera disponible pour l'exportation à partir de cette région vers l'Ontario et le Québec.

Troisièmement, la plus grande partie du GNL importé par l'Amérique du Nord le sera vers les É.-U. Une fois gazéifié, une plus grande partie de ce gaz pourrait être acheminé vers le Canada.

■ Revenus des producteurs

Étant donné les perspectives de volume et de prix présentées dans la présente section, il est relativement facile de calculer les recettes prévues des producteurs canadiens.

La production relativement stable entre aujourd'hui et 2020, combinée aux prix à la hausse, signifie que les revenus des producteurs canadiens provenant du gaz naturel seront à la hausse. Un calcul simple utilisant les prévisions consensuelles et les volumes de production (prévision de temps de production et de prix en Alberta), donne des revenus totaux pour les producteurs de 62,2 $ milliards de dollars en 2020 (en dollars nominaux). Les revenus des producteurs en 2007 étaient de 38,4 milliards de dollars.

■ Mot de la fin

Dans le sommaire, les dollars canadiens sont indiqués par $CA et les dollars américains par $US. Dans le reste du rapport, tous les prix sont en dollars canadiens, sauf quand ils sont indiqués en $US.

Les lecteurs perspicaces remarqueront peut-être qu'une augmentation de la demande canadienne plus les exportations nettes vers les É.-U. devrait correspondre à une augmentation de la production intérieure canadienne, moins les changements nets en stockage. Cependant, les données de 2007 démontrent que, bien que la production ait baissé, la demande intérieure plus les exportations nettes ont augmenté, et ceci ne peut pas être considéré comme un retrait net des stocks. Ceci démontre une incohérence dans les données qu'il nous est impossible de corriger pour l'instant.

Bien que nous ayons déployé tous les efforts nécessaires pour que ce rapport soit le plus exact possible, il ne représente toutefois qu'un aperçu à un moment précis dans le temps.

Principales sources de données

1. Natural Gas Monthly, Energy Information Administration (EIA). (en anglais)
2. Annual Energy Outlook 2008, EIA, June 2008. (en anglais)
3. Réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié, rapport annuel de 2006 de l'EIA, décembre 2007. (en anglais)
4. Gaz naturel commercialisable, réserves restantes établies de gaz naturel au Canada en 2006, Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).
5. Guide statistique de l'énergie, Statistique Canada.
6. Weekly Storage Reports, Gas Daily, citant des sondages sur les volumes des stockages par l'EIA et Canada Enerdata, respectivement.
7. Canadian Natural Gas Focus, GLJ Energy Publications Inc. (en anglais)
8. Baker Hughes Rig Counts, Baker Hughes Web Site: http://www.bakerhughes.com/.
9. Statistiques sur l'exportation fournies par Ressources naturelles Canada et l'Office national de l'énergie (ONE).
10. Aperçu sur la situation énergétique au Canada 2007, Office national de l'énergie, mai 2008.
11. Perspectives sur les réserves énergétiques ainsi que l'offre et la demande 2008-2017 (ST98-2008), Energy Resources Conservation Board (ERCB), juin 2008.
12. Divers consultants engagés par Ressources naturelles Canada.